

Technologiebericht

2.2b Dezentrale Kraftwerke (Motoren und Turbinen)

innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Timo Lingstädt

Hannah Seliger

Stefan Reh

Andreas Huber

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Lingstädt, T.; Seliger, H.; Reh, S.; Huber, A. (2018): Technologiebericht 2.2b Dezentrale Kraftwerke (Motoren und Turbinen). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Dr. Peter Kutne
Tel.: +49 711 / 6862 – 389
Fax: +49 711 / 6862 – 578
E-Mail: Peter.Kutne@dlr.de

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
Institut für Verbrennungstechnik
Pfaffenwaldring 38-40
70569 Stuttgart

Review durch:

Hermann Guss (Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	5
Tabellenverzeichnis	7
Abbildungsverzeichnis	8
Zusammenfassung (Steckbrief)	9
1 Beschreibung des Technologiefeldes	11
1.1 Einleitung	11
1.2 Gasmotor	11
1.3 Mikrogasturbine	12
2 Stand Forschung und Entwicklung	14
2.1 Gasmotor	14
2.1.1 Komponenten	14
2.1.2 Brennstoffe	16
2.1.3 Emissionen	16
2.1.4 Anlagenkonzepte mit nachgeschalteter Abwärmenutzung	17
2.2 (Mikro-) Gasturbine	18
2.2.1 Komponenten	18
2.2.2 Brennstoffe	20
2.2.3 Emissionen	21
2.2.4 Innovative Gasturbinenkonzepte	21
2.3 Digitalisierung	25
3 Relevanz öffentlicher Förderung	26
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	26
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	27
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	33
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	33
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	37
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	43
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	44
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	48
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	50
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	54
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	55
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	57
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	57
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	60
5.1 Gasmotor	60
5.2 Mikrogasturbine	61
Literaturverzeichnis	63

6	Anhang	66
6.1	Daten F&E-Budgets (IEA)	66
6.1.1	<i>Flow 344 – Applications for heat and electricity - Deutschland</i>	66
6.1.2	<i>Flow 344 – Applications for heat and electricity - Dänemark</i>	66
6.2	Daten Publikationsanalyse (Scopus)	67
6.2.1	<i>CHP / combined heat and power / cogeneration / co-generation + Filter: Energy</i>	67
6.2.2	<i>MGT / micro turbine / micro gas turbine + Filter: Energy</i>	67
6.2.3	<i>Gas engine + Filter: Energy</i>	68
6.3	Daten Patentanalyse (DAPITSnet)	68
6.3.1	<i>CHP / combined heat and power / cogeneration / co-generation</i>	68
6.3.2	<i>MGT / micro turbine / micro gas turbine</i>	69
6.3.3	<i>Gas engine</i>	69

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CHP	Combined Heat and Power
CMC	Ceramic Matrix Composite
FLOX	Flammenlose Oxidation
HAT	Humid Air Turbine
HKW	Heizkraftwerk
IEA	International Energy Agency
ITK	Informations- und Telekommunikationstechnik
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquified Natural Gas
MGT	Mikrogasturbine
ORC	Organic Rankine Cycle
SCR	Selective Catalytic Reduction
SLM	Selective Laser Melting
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
TRL	Technology Readiness Level
VOC	Volatile Organic Compounds

Einheiten

%	Prozent
€	Euro
ct	Eurocent
\$	US-Dollar
°C	Grad Celsius
a	annum
GJ	Gigajoule
GW	Gigawatt
h	Stunden
km/h	Kilometer pro Stunde
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
mg	Milligramm
MW	Megawatt
Nm ³	Normkubikmeter
PJ	Petajoule
ppm	parts per million
t	Tonnen
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunden

Symbole

CH ₄	Methan
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
H ₂	Wasserstoff
λ	Luftzahl
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
NH ₃	Ammoniak
VOC	Flüchtige organische Verbindungen
NO _x	Allgemeine Stickoxide


Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Techno-ökonomische Kenndaten Gasmotor (Erdgas), Leistungsbereich 200 – 500 kW _{el} -----	12
Tab. 1-2	Techno-ökonomische Kenndaten Mikrogasturbine (Erdgas), Leistungsbereich 100 – 200 kW _{el} -----	13
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von zentralen Technologiefeldern-----	27
Tab. 3-2	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Gasmotor-----	29
Tab. 3-3	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Mikrogasturbine -----	30
Tab. 3-4	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der jeweiligen Technologie -----	31
Tab. 4-1	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld BHKW (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) -----	34
Tab. 4-2	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW _{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs-----	38
Tab. 4-3	Einsparungspotenzial der Kohlenmonoxid-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW _{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs-----	40
Tab. 4-4	Einsparungspotenzial der Stickoxid-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW _{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs-----	41
Tab. 4-5	Einsparungspotenzial der Formaldehyd-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW _{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs-----	42
Tab. 4-6	Einsparungspotenzial der Kohlenmonoxid und Stickoxid-Emissionen exemplarisch anhand eines MGT-BHKWs mit 200 kW _{el} -----	42
Tab. 4-7	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Wirkungsgradsteigerung eines Gasmotors in Deutschland im Vergleich zu heute -----	44
Tab. 4-8	Techno-ökonomische Kenndaten Gasmotor (Erdgas), Leistungsbereich 200 – 500 kW _{el} -----	46
Tab. 4-9	Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale und Mehrkosten (Minuswerte) durch Technologiefeld Gasmotor mit 500 kW elektrischer Leistung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr) -----	47
Tab. 4-10	Techno-ökonomische Kenndaten Mikrogasturbine (Erdgas), Leistungsbereich 100 - 200 kW _{el} -----	48
Tab. 4-11	Inländische Wertschöpfung basierend auf Technologiefeld BHKW hinsichtlich des nationalen Absatzmarktes-----	49
Tab. 4-12	National installierte sowie exportierte Motor-BHKW-Leistung in Deutschland agierender Hersteller-----	50
Tab. 4-13	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld „Applications for heat and electricity“ – Input-Orientierung-----	51
Tab. 4-14	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Motor- und Gasturbinen-BHKW – Output-Orientierung-----	54
Tab. 4-15	Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Motor- und Gasturbinen-BHKW-----	55
Tab. 4-16	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Motor- und Gasturbinen-BHKW-----	57
Tab. 4-17	Abhängigkeit des Technologiefeldes Motor- und Gasturbinen-BHKW von Infrastrukturen -----	57

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1	Blockschaltbild der Kopplung der thermochemischen Rekuperation und einem Gasmotor -----	17
Abb. 2-2	Blockschaltbild eines SOFC/MGT Hybridkraftwerks-----	23
Abb. 2-3	Potentieller Betriebsbereich und elektrischer Wirkungsgrad eines Hybridkraftwerks basierend auf einer Turbec T100 MGT und einer SOFC des Herstellers ElringKlinger-----	24
Abb. 2-4	Blockschaltbild eines solar-hybriden Gasturbinenkraftwerkskonzepts mit nachgeschaltetem ORC-Prozess-----	25
Abb. 4-1	F&E-Budget (IEA-Datenbank) für „Flow 344 – Applications for heat and electricity“ und relativer Anteil am Gesamtbudget in Deutschland -----	52
Abb. 4-2	Anteil deutscher Publikationen nach Schlagworten gemäß Scopus-----	53
Abb. 4-3	Anteil deutscher Patente nach Schlagworten gemäß DEPATISnet -----	53

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 2.2 b				Deutsches Zentrum DLR für Luft- und Raumfahrt			
Dezentrale Kraftwerke (Motoren und Turbinen)							
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf							
Beschreibung des Technologiefeldes							
Dezentrale Kraftwerke, insbesondere Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer el. Leistung < 10 MW							
– Technologie A: Gasmotor							
– Technologie B: Mikrogasturbine (MGT) (konventionelle & hybride Anlagenkonzepte)							
Technologische Reife: Gasmotor, Mikrogasturbine (konventionell): technisch ausgereifte und bewährte Technologie TRL 9; Innovative Kraftwerkskonzepte, Komponenten: Technologieentwicklung (TRL 3 – 8)							
Kritische Technologiefelder / Komponenten: Hochaufladung, Beschichtungen & Materialien (Keramik)							
– Gasmotor: Zündkonzepte, Abgasnachbehandlung							
– Mikrogasturbine: Hochtemperaturbauteile, Kopplung unterschiedlicher Technologien (hybride Anlagenkonzepte), Rekuperator							
Entwicklungsziele							
Technologieübergreifend: Erweiterung der Last- und Brennstoffflexibilität							
– Gasmotor: Reduktion der Abgasemissionen, moderate Steigerung des Wirkungsgrades							
– Mikrogasturbine: Steigerung des el. Wirkungsgrades auf > 40 %, deutliche Reduktion der Herstellungskosten, Kommerzialisierung innovativer Kraftwerkskonzepte							
Technologie-Entwicklung							
	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050	
Marktpotenzial DE_80 %	TWh	25	38,3	42,9	42,5	40,4	
		Gasmotor (200 – 500 kW _{el})			Gasturbine / Hybrid-KW (200 kW _{el})		
		Heute	2030	2050	Heute	2030	2050
Elektrischer Wirkungsgrad	%	37 – 41	39 – 43	40 – 45	33	42 / 60	44 / 65
Gesamtwirkungsgrad	%	83 – 85	86 – 88	89 – 91	81	88 / 90	91 / 92
Investition (Erdgas)	€/kW	1.245 – 1.430	1.307 – 1.500	1.180 – 1.360	2.250	1.800	1.400
Variable Betriebskosten (Erdgas)	€/kWh	0,013 – 0,017	0,014 – 0,018	0,012 – 0,016	0,012	0,009	0,008
Stromgestehungskosten (Erdgas)	€/kWh	0,080 – 0,088	0,081 – 0,088	0,099 – 0,106	0,105	0,084 / 0,082	0,098 / 0,097
F&E-Bedarf							
Technologieübergreifend: Entwicklung von keramischen Materialien und Beschichtungen für Heißgasteile, zweistufige Aufladung, Erweiterung der Last- und Brennstoffflexibilität							
– Gasmotor: Entwicklung / Optimierung Zündkonzepte, langlebiger Katalysatoren (v. a. Methan)							
– Mikrogasturbine: Erhöhung Turbineneintrittstemperatur, Weiterentwicklung innovativer Kraftwerkskonzepte (u. a. MGT/SOFC Hybridkraftwerk, solare Gasturbine, invertierter Brayton Kreisprozess)							

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen
<p>Gegenüber Stand der Technik Gasmotor / Mikrogasturbine (2030 – 2050):</p> <ul style="list-style-type: none"> – THG-Einsparung: 4 – 8 % (Gasmotor), 21 – 25 % (Mikrogasturbine), 45 – 49 % (SOFC/MGT) – Sonstige Emissionen: Gasmotor: Reduktion v. a. durch Einsatz von Katalysatoren, NO_x bis 68 % / CO bis 43 % / Formaldehyd bis 43 %, bisher kein Katalysator für Methan Mikrogasturbine: deutlich geringere Emissionen, weitere Reduktion von NO_x und CO bis 80 %
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz
<p>Gegenüber Stand der Technik Gasmotor / Mikrogasturbine (2030 – 2050):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Primärenergieeinsparung: bis 8 % (Gasmotor), bis 25 % (Mikrogasturbine), bis 49 % (SOFC/MGT) – Erhöhter Verbrauch kritischer Rohstoffe im Bereich Katalysator
Kosteneffizienz
<ul style="list-style-type: none"> – Gasmotor: aufgrund hoher Reife der Serienfertigung und erhöhter Aufwand der Abgasnachbehandlung nur geringe Kosteneinsparungen möglich – Mikrogasturbine: hohes Kostensenkungspotenzial durch serienreife Fertigung
Inländische Wertschöpfung
<ul style="list-style-type: none"> – Marktanteil > 75 % in Deutschland und hoher Marktanteil international (2012 – 2015) – Steigende inländische Wertschöpfung vor allem durch Export; kein Netto-Zubau im Inland ab 2030
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
<p>Hoher Anteil an Publikationen und Patenten im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung</p> <ul style="list-style-type: none"> – Gasmotor: hohe Wettbewerbsfähigkeit – Mikrogasturbine: Weltmarktführer - USA; Anstieg der nationalen Aktivitäten in den letzten Jahren
Gesellschaftliche Akzeptanz
<ul style="list-style-type: none"> – kein Risiko bezüglich lokaler und gesellschaftlicher Akzeptanz (hohe Gesamteffizienz, geringe Emissionen, Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen, Potenzial zur Reduktion des Netzausbaus) – Marktakzeptanz stark von politischen Rahmenbedingungen / Förderprogrammen abhängig
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
<ul style="list-style-type: none"> – Flexible Energieerzeugungsstrukturen durch dezentrale BHKWs – Hohe Flexibilität durch geringe Planungs- und Bauzeiten
Abhängigkeit von Infrastrukturen
<ul style="list-style-type: none"> – Erweiterung durch Ausbau von Nahwärmenetzen
Systemkompatibilität
<p>Flexibilisierung der BHKW ermöglicht sehr hohe Systemkompatibilität durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen, Möglichkeit zur EE-Überschusskompensation sowie Potenzial zur Reduktion des Netzausbaubedarfs, Bereitstellung von Nahwärmeversorgung.</p>

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Einleitung

Im Fokus der folgenden Beschreibung stehen dezentrale Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von kleiner 10 MW. Die Anlagentechnologien beinhalten im Allgemeinen Gasmotoren, (Mikro-) Gasturbinen, Stirlingmotoren und Dampfmotoren. Dezentrale Kraftwerke auf Basis der Brennstoffzellentechnologie werden im *Technologiefeld 2.2a: Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen)* betrachtet. Aufgrund der geringen nationalen Aktivitäten im Bereich der Forschung und Entwicklung sowie der Herstellung von Stirling- und Dampfmotoren werden im Folgenden diese beiden Technologien nicht näher analysiert.

Die installierte Leistung aller BHKW Anlagen kleiner 10 MW elektrischer Leistung betrug nach Berechnungen des Öko-Instituts im Jahr 2014 ca. 5,3 GW. Dies entspricht ca. 16 % der gesamten KWK Leistung von 33,4 GW in Deutschland. Die BHKW Anlagen erzeugten im Jahr 2014 ca. 25 TWh Strom, was einem Anteil von ca. 25 % der Gesamtstromerzeugung von KWK Anlagen entspricht (Öko-Institut 2015).

Gegenwärtig werden überwiegend Blockheizkraftwerke auf Basis von Gasmotoren eingesetzt. Gründe hierfür sind der höhere elektrische Wirkungsgrad, die geringeren Investitionskosten und die Bandbreite an verfügbaren Leistungen. Im Vergleich zum Gasmotor bietet die Mikrogasturbinentechnologie Vorteile hinsichtlich der Brennstoffflexibilität bei bedeutend geringeren Schadstoffemissionen. Weitere Vorteile sind die geringen spezifischen Betriebs- und Instandhaltungskosten, die einfachere Bauweise und die geringen Lärmemissionen. Aktuell werden bei beiden Technologien überwiegend Erdgas, Biogas, Klär- und Deponiegas als Brennstoffe eingesetzt.

Die durchschnittliche Größe der national vertriebenen fossil betriebenen Anlagen liegt bei 100 kW und der biogenen Anlagen bei 330 kW. Die durchschnittliche Anlagengröße der exportierten Module liegt bei über 800 kW (Energie & Management 2016). BHKW Anlagen kleiner 10 MW elektrischer Leistung speisen Strom vor allem in das Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz ein.

1.2 Gasmotor

Gasmotoren können grundsätzlich aufgrund des eingesetzten Verbrennungsverfahrens klassifiziert werden. Neben dem Otto-Gasmotor mit Fremdzündung existiert das Diesel-Verfahren mit Selbstzündung. Da in der stationären Energieerzeugung der Diesel-Gasmotor und der Gas-Dieselmotor eine untergeordnete Rolle spielen, wird im Folgenden ausschließlich auf den Otto-Gasmotor eingegangen. Der Otto-Gasmotor ist ein nach dem Otto-Prozess arbeitender Hubkolbenmotor, der in den meisten Fällen durch Turbolader aufgeladen wird. Die Aufladung durch Turbolader ermöglicht neben der Erhöhung der Leistungsdichte in der Regel auch eine Erhöhung des Wirkungsgrads. Die Zündung des Brennstoff-Luftgemisches erfolgt durch Fremdzündung mittels Zündkerze, wobei das homogene Brennstoff-Luft-Gemisch außerhalb des Brennraums erzeugt wird. Während bei schnelllaufenden Gasmotoren die Direktzündung eingesetzt wird, sind bei mittelschnell laufenden Magermotoren emissionsbedingt Vorkammerkonzepte (Vorkammerzündkerze, bzw. Vorkammer mit separater Brenngasversorgung) notwendig. Gas-Ottomotoren weisen aufgrund des

langen Entwicklungszeitraums einen hohen entwicklungstechnischen und fertigungstechnischen Reifegrad auf. Gasmotor-BHKWs sind vor allem in den Leistungsklassen von 1 kW bis ca. 10 MW erhältlich. Die elektrischen Wirkungsgrade liegen in einem Bereich von minimal 19 % für Mikro-BHKWs bis maximal 48,9 % für Großgasmotoren. Die thermischen Wirkungsgrade betragen zwischen 31 % bis 82 % und sinken mit zunehmendem elektrischem Wirkungsgrad. Gasmotoren weisen ein gutes Teillastverhalten auf und sind in der Regel bis 50 % Last regelbar (BKHW-Kenndaten 2014/2015).

Die Emissionen von Stickstoffoxiden und Kohlenmonoxiden aus Gasmotoranlagen sind allerdings ohne Emissionsminderung um ein Vielfaches höher als bei Mikrogasturbinen, Stirlingmotoren oder Verbrennungsanlagen. Zusätzlich stoßen Gasmotoren Formaldehyd aus. Ein weiteres Problem von Gasmotoren stellt der Methanschlupf dar. Bei Gasmotoren kleinerer Leistung, die in der Regel mit einem Brennstoff-Luft-Verhältnis von eins betrieben werden, erfolgt die Abgasreinigung mittels Dreiwegekatalysator. Bei mittelschnell laufende Gasmotoren, die im Magerverfahren betrieben werden, werden in der Regel Oxidationskatalysatoren zur Reduktion von CO und Formaldehyd eingesetzt. Zur Minderung von Stickoxiden können Magermotoren mit SCR ausgestattet werden, was aktuell in Deutschland nicht üblich ist. Für Methan gibt es bislang keine einsatzfähigen Katalysatoren.

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kenndaten Gasmotor (Erdgas), Leistungsbereich 200 – 500 kW_{el}

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Elektrischer Wirkungsgrad	%	37 – 41	37 – 41	38,6 – 42,8	39,2 – 43,5	40 – 44,7
Gesamtwirkungsgrad	%	83 – 85	83 – 85	85,9 – 88	87,1 – 89,2	89 – 91
Volllaststunden DE_80 %	h	3.448	5.063	4.979	4.886	3.543
Lebensdauer	h	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	1.245 – 1.430	1.370 – 1.580	1.307 – 1.500	1.245 – 1.430	1.180 – 1.360
Variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,013 – 0,017	0,0145 – 0,0187	0,0135 – 0,018	0,013 – 0,017	0,012 – 0,016
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kW _{el} /a	15 – 20	15 – 20	15 – 20	15 – 20	15 – 20
Stromgestehungskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,080 – 0,088	0,079 – 0,087	0,081 – 0,088	0,087 – 0,094	0,099 – 0,106

Quelle: Verfügbare Angaben verschiedener Hersteller sowie BHKW-Kenndaten aus 2014/2015, U.S. Environment Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership (2015), eigene Abschätzung sowie Berechnung für den Brennstoff Erdgas

1.3 Mikrogasturbine

Mikrogasturbinen basieren in der Regel auf ungekühlten, einstufigen, radialen Turbokomponenten. Im Gegensatz zu Gasturbinen werden aufgrund des niedrigeren Druckniveaus sogenannte Rekuperatoren (Gas-Gaswärmetauscher; Luftvorwärmer) zur Wirkungsgradsteigerung eingesetzt, die mittels der Abgaswärme stromab der

Turbine die komprimierte Frischluft vorwärmen. Aufgrund der kontinuierlichen Verbrennung mit niedrigen Brennstoff-Luftverhältnissen können niedrige Emissionen ohne Abgasnachbehandlung erreicht werden. Zudem zeichnen sich Mikrogasturbinen durch eine hohe Brennstoffflexibilität aus. So können eine Vielzahl von flüssigen und gasförmigen Brennstoffen inkl. Schwachgasen genutzt werden. Mikrogasturbinen sind aktuell in der Leistungsklasse von 30 kW bis 200 kW, bzw. in Clustern bis zu 1 MW (z. B. Capstone C1000) erhältlich. Diese weisen einen elektrischen Wirkungsgrad von 24 % bis 33 % und einen thermischen Wirkungsgrad von 48 % bis zu 60 % auf. Mikrogasturbinen weisen eine hohe Teillastfähigkeit auf und werden in der Regel bis 30 % Last betrieben. Da im Gegensatz zum Gasmotor die Abwärme ausschließlich im Abgas enthalten ist, eignet sich die Mikrogasturbinentechnologie aufgrund der hohen Abgastemperaturen sehr gut für die Erzeugung von Prozesswärme und -kälte.

Tab. 1-2 Techno-ökonomische Kenndaten Mikrogasturbine (Erdgas), Leistungsbereich 100 – 200 kW_{el}

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Elektrischer Wirkungsgrad	%	30 – 33	33 - 36	42 / 60*	44 / 65*	44 / 65*
Gesamtwirkungsgrad	%	80 – 81	82 - 84	88 / 90*	91 / 92*	91 / 92*
Volllaststunden DE_80 %	h	3.448	5.063	4.979	4.886	3.543
Lebensdauer	h	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	2.250 – 2.600	2.100 – 2.450	1.800	1.580	1.400
Variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,012	0,01	0,009	0,009	0,008
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kW _{el} /a	20	20	20	20	20
Stromgestehungskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,105 – 0,113	0,089 – 0,108	0,084 / 0,082*	0,086 / 0,085*	0,098 / 0,097*

* Hybridkraftwerk bestehend aus der Kopplung von Mikrogasturbine und Hochtemperaturbrennstoffzelle

Quelle: Verfügbare Angaben verschiedener Hersteller sowie BHKW Kenndaten aus U.S. Environment Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership (2015), eigene Abschätzung sowie Berechnung für den Brennstoff Erdgas

2 Stand Forschung und Entwicklung

Sowohl die Gasmotor- als auch die Mikrogasturbinentechnologie sind als BHKW-Anwendung weit verbreitet, ausgereift und zuverlässig. Bislang sind beide Technologien für den Volllastbetrieb optimiert. Im Zuge der Energiewende wird mit dem steigenden Anteil der volatilen erneuerbaren Energien insbesondere eine höhere Betriebsflexibilität von BHKWs gefordert. Aus diesem Grund ist eine Erhöhung der Lastflexibilität hinsichtlich Teillastfähigkeit und Laständerungsgeschwindigkeit und damit einer Verbesserung des dynamischen Betriebs nötig. Durch die flexible Betriebsweise erhöhen sich auch die Anforderungen an die Bauteillebensdauer. Aufgrund zukünftiger Änderungen in der Gasversorgung durch beispielsweise LNG oder erneuerbar erzeugte Brennstoffe wird die Brennstoffflexibilität an Bedeutung gewinnen. Um den wichtigen Ausbau der BHKW-Technologien in Zukunft zu gewährleisten, ist zudem eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch Erhöhung der Effizienz sowie der Reduktion der Investitions- und Betriebskosten wichtig. Die weitere Optimierung der Zuverlässigkeit der BHKW-Anlagen, insbesondere unter dem Gesichtspunkt „Flexibilität“, wird ebenfalls angestrebt.

2.1 Gasmotor

Aufgrund der hohen Entwicklungsreife der Gasmotortechnologie sind weitere Steigerungen des elektrischen Wirkungsgrades nur noch in begrenztem Maße möglich. Abhängig von der Systemgröße wird ein Steigerungspotenzial, insbesondere für die kleinen und mittleren Gasmotor-BHKWs, von bis zu 10 % erwartet. Eine Steigerung des Gesamtwirkungsgrad wird aktuell auf ca. 6-7 % geschätzt. Die Herausforderung liegt hierbei in der Sicherstellung eines breiten, stabilen Betriebsfensters hinsichtlich Klopfestigkeit, Aussetzergrenze und der Einhaltung der Emissionsvorschriften bei zunehmenden Mitteldrücken.

2.1.1 Komponenten

Möglichkeiten zur Komponentenoptimierung finden sich beispielsweise in der Verbesserung der Zündkerzen, bzw. der Zündkerzenkonzepte, der optimierten Verbrennungsregelung, dem Einsatz der 4 Ventiltechnik, der geometrischen Optimierung des Brennraums, der mehrstufigen Aufladung und der Optimierung von Anlagenbauteilen.

Hochaufladung

Eine geeignete Kombination stellt die Magerverbrennung mit dem Millerverfahren dar, das zu einer Reduktion von Ladungstemperaturen führt und somit eine Verringerung der Klopfneigung sowie eine Reduktion der NO_x Emissionen ermöglicht (Bauer, Auer und Stiesch 2013: 300-307). Der negative Einfluss durch die Verringerung des Liefergrades lässt sich mit einer Erhöhung des Ladedrucks durch den Einsatz einer zweistufigen Aufladung umgehen. Hierdurch konnte beispielsweise bei Großmotoren (Klausner, Lang und Trapp 2011: 284-289) eine Erhöhung sowohl des elektrischen Wirkungsgrads um 1 %-Punkt als auch des thermischen Wirkungsgrads um 2,4 %-Punkte erreicht werden. Durch die zweistufige Aufladung wurde eine Steigerung der Leistungsdichte um 10 % ermöglicht.

Zündsysteme

Höhere Zylinderdrücke führen aufgrund der höheren Ladungsdichte im Gas-Otto-Motor zu steigenden Anforderungen an das Zündsystem. Eine zuverlässige Zündung ohne Zündaussetzer muss bei hohen Drücken sowie bei mageren Bedingungen, alternativen Brennstoffen oder durch Abgasrückführung verdünnten Gemischen gewährleistet sein. Im Bereich der Zündverfahren können zukünftig die Laserzündung oder die Corona-Zündung eine Rolle spielen. Beide Verfahren sind seit Jahren Gegenstand der Forschung (Merker und Teichmann 2014). Durch die Erzeugung von Zündplasma durch einen fokussierten Laserstrahl kann eine Verschiebung der mageren Betriebsgrenze erreicht werden. Dies kann insbesondere zur weiteren Reduktion der NO_x Emissionen genutzt werden. Ein Vorteil der Corona-Zündung gegenüber der Laserzündung oder der konventionellen Zündkerze liegt in der Erzeugung von multiplen Zündfunken, womit auch inhomogene oder extrem magere Brennstoff-Luft-Gemische sicher entzündet werden können (Backhaus 2013).

Brennraum

Weiterhin kann durch die Optimierung der Brennraumgeometrie mittels Erhöhung des Turbulenzgrades der Wirkungsgrad gesteigert werden. Hierbei werden konventionelle Topfmulden durch komplexere Designs ersetzt. Ein weiterer Entwicklungsschwerpunkt liegt in der Optimierung von Beschichtungen des Brennraums, der Kolben sowie der Ventile. Durch die Beschichtungen können die thermischen und mechanischen Belastungen insbesondere bei höheren Leistungsdichten reduziert werden. Zudem besteht hierbei das Potenzial, die Reibleistung zu reduzieren.

Regelung

Die Forderung eines breiten, stabilen Betriebsbereichs stellt entsprechende Anforderungen an die Regelung des Motors. Bei der Zylinderindividuellen Verbrennungsregelung (Baas 2012) wird beispielsweise der Zündzeitpunkt so eingestellt, dass alle Zylinder gleiche Bauraumtemperaturen und Drücke aufweisen. Neben Verbesserungen im Wirkungsgrad wirkt sich das Verhalten positiv auf Klopfgrenzabstand, Emissionen und Bauteilbelastung aus. Durch die damit verbundene Erhöhung der Lebensdauer von Bauteilen konnten die Bauteilstandzeiten sowie die Wartungsintervalle bis zur Grundüberholung gesteigert werden.

Lastflexibilität

Die Energiewende mit den volatilen erneuerbaren Stromerzeugern wie Wind und Photovoltaik erfordert einen bedarfsgerechten Einsatz, bzw. eine Lastflexibilisierung der in der Regel auf Volllast ausgelegten Gasmotoren. Insbesondere die erhöhte Anzahl von Start-/Stoppzyklen sowie hohe Laständerungsgeschwindigkeiten erfordern eine Anpassung besonders beanspruchter Bauteile. Die Lebensdauer kann hierbei sowohl durch Materialermüdung aufgrund von Low Cycle Fatigue, High Cycle Fatigue oder Thermal-Mechanical-Fatigue sowie durch den Verschleiß von Bauteilen mit Relativbewegungen, wie Lager, Kolben und Buchse oder Turbolader reduziert werden. Auf Basis einer Verschleißanalyse von dauerhaft hochflexibel eingesetzten Motoren muss zukünftig die Entwicklung dem Einsatz höherwertiger Werkstoffe und

Beschichtungen, optimierten Bauformen sowie geänderten Wartungsintervallen Rechnung tragen. Erste Entwicklungen, z. B. bei den Lagern, bestehen im Einsatz beschichteter sowie gesputterter Lager. Im Bereich der Kolben kann anstelle von Aluminium Stahl eingesetzt werden, was die Reibleistung verringert und die Verschleißfestigkeit verbessert. Neben der Pflicht zur statischen und dynamischen Unterstützung des Netzes wurden die Motoren und Generatoren in den letzten Jahren für einen weiten Spannungsbereich angepasst und die erforderliche Regelung entwickelt.

2.1.2 Brennstoffe

Durch die zukünftige Verbreitung von Schiefergas als auch durch die Versorgung mit Erdgas aus anderen Regionen mit LNG sowie die Beimischung von Biomethan und regenerativ hergestelltem Wasserstoff vergrößert sich die Bandbreite der Brennstoffcharakteristiken des zur Verfügung stehenden Gases im Erdgasnetz. Die daraus resultierenden unterschiedlichen Methanzahlen beeinflussen das Betriebsverhalten, insbesondere den Verbrauch und die Leistung, von Gasmotoren negativ, was sich auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Neben den hauptsächlich auf Methan basierenden Brennstoffen eignen sich noch eine Vielzahl von Schwachgasen oder Sondergasen, wie Biogas, Klärgas oder Deponiegas sowie Grubengas, die lokal in darauf abgestimmten Gasmotoren umgesetzt werden können. In einzelnen Fällen werden auch Gase aus synthetischen Prozessen, wie der Kohle- oder Holzvergasung, in Gasmotoren eingesetzt. Durch die erhöhten Wasserstoff- und Kohlenmonoxidanteile weisen diese eine verringerte Klopffestigkeit auf.

2.1.3 Emissionen

Mit der Verschärfung der Emissionsvorschriften ist mit einer konstanten oder leicht fallenden Tendenz der Wirkungsgrade bei erhöhten Kosten zu rechnen. Die Vorschriften betreffen Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide (Stickstoffmonoxid, Stickstoffdioxid) und Formaldehyd, welches durch die unvollständige Verbrennung entsteht.

Niedrige NO_x -Emissionen können generell durch eine Abmagerung des Gemisches erreicht werden. Allerdings sinken hierbei der Wirkungsgrad und damit die Wirtschaftlichkeit bei erhöhten CO_2 Emissionen. Unverbrannte Kohlenwasserstoffe (inklusive Formaldehyd) sowie Kohlenmonoxid und der Methanschluß werden durch die konstruktive Reduktion der Schadräume, in denen der Brennstoff unvollständig umgesetzt wird, kontinuierlich reduziert.

Neben der Optimierung der innermotorischen Reduktion von Emissionen kommt in der Regel die nachmotorische Schadstoffreduzierung zum Einsatz. Insbesondere bei Magermotoren kann zusätzlich zu den bisher eingesetzten Oxidationskatalysatoren die SCR Technologie unter Zugabe von Ammoniak oder einer wässrigen Harnstofflösung zur Reduktion der NO_x Emissionen (3-Wege SCR Katalysator) verwendet werden. Hierbei kann die Eindüsung von Reduktionsmitteln über aktive Messung zur Erreichung von minimalen Emissionen gesteuert werden. Um den Brennstoffverbrauch zu senken, kann durch den Einsatz des 3-Wege-Katalysators das Brennstoff-Luft-Verhältnis ohne Einbußen hinsichtlich der Emissionen wieder zu fetteren Gemischen verschoben werden. Die geringen Standzeiten der Oxidationskatalysatoren hinsichtlich der Umsetzung von Formaldehyd konnten durch geringere Raumge-

schwindigkeiten und damit größere Katalysatorvolumen verbessert werden (Baas, 2012). Die Versuche zur Entwicklung von geeigneten Katalysatoren zur Umsetzung von Methan waren bisher nicht erfolgreich.

Aktuelle Magermotoren in der mittleren Leistungsklasse mit Oxidationskatalysator erreichen NO_x Werte von 250 bis 500 mg/Nm^3 und 200 – 650 mg/Nm^3 CO bei 5 % Restsauerstoff im Abgas.

2.1.4 Anlagenkonzepte mit nachgeschalteter Abwärmenutzung

Eine weitere Optimierung des elektrischen Wirkungsgrades kann durch die Koppelung des Gasmotors mit Zusatzeinrichtungen erreicht werden, die die verbleibende Energie im Abgas nutzen (Abb. 2-1). Beispiele sind hierfür der Einsatz einer nachgeschalteten Nutzturbine, die thermochemische Rekuperation sowie die Integration des nachgeschalteten ORC- oder Dampfprozesses.

Bei der nachgeschalteten Turbine kann über einen Generator zusätzlich Strom erzeugt und somit der Wirkungsgrad gesteigert werden. Allerdings muss hierbei insbesondere der negative Einfluss (u. a. erhöhter Gegendruck) auf den Gasmotor betrachtet werden, was dies vor allem auf den Einsatz bei nicht optimierter Gasmotoren beschränken könnte.

Die thermochemische Rekuperation nutzt das heiße Abgas, um den zugeführten Brennstoff mittels katalytischer Dampfreformierung in ein energetisch höherwertiges Synthesegas umzusetzen. Allerdings erfordert der Reformationsprozess hohe Temperaturen von deutlich über 300 °C. Weiterhin weist das Verfahren das Potenzial auf, sowohl den innermotorischen Verbrennungswirkungsgrad zu erhöhen als auch die Emissionen zu reduzieren.

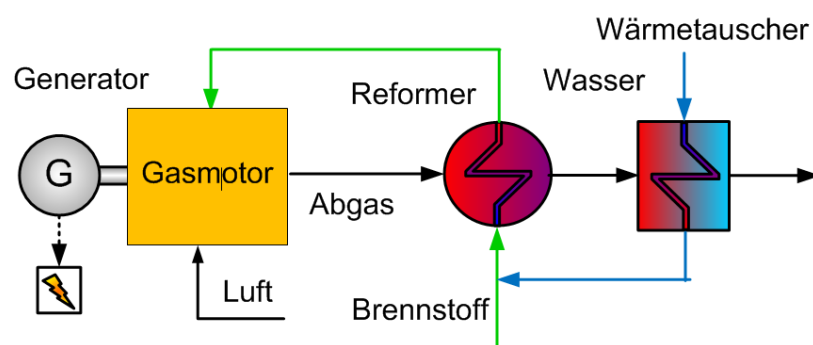


Abb. 2-1 Blockschaftbild der Kopplung der thermochemischen Rekuperation und einem Gasmotor

Quelle: DLR

Entwicklungsschwerpunkte bzgl. des Einsatzes von ORC- und Dampfprozess beschränken sich auf die optimale Integration und Abstimmung beider Technologien mit dem Gasmotor. Allerdings ist der Einsatz des Dampfturbinenprozesses aufgrund des spezifischen Anlagenaufwands und des Wirkungsgrades auf größere Dampfturbinen und damit auf größere Kraftwerke (z. B. Mehrmotoren-Anlagen) beschränkt.

2.2 (Mikro-) Gasturbine

Im Vergleich zur Gasmotorenteknologie bestehen beim konventionellen, rekupe-rierten Mikrogasturbinenkonzept deutliche Potenziale, die Wirkungsgrade zu erhö-hen. Neben der Steigerung der Komponentenwirkungsgrade (v. a. Turbokomponen-ten, Rekuperator) bzw. Reduktion des Komponentendruckverlusts stellt die Steige-rung von Verdichterdruckverhältnis und Turbineneintrittstemperatur die wesentli-che Herausforderung zur Erhöhung des Wirkungsgrades dar. Ein weiterer Schwer-punkt liegt in der Reduktion der Herstellungskosten.

2.2.1 Komponenten

Turbokomponenten

Heute in Mikrogasturbinen verwendete radiale Turbokomponenten basieren in der Regel auf dem Turboladerdesign der Fahrzeugindustrie. Hierbei besteht vor allem Optimierungsbedarf in der aerodynamischen Effizienz, insbesondere in der Design-optimierung von Schaufeln, Laufrad und Verdichtergehäuse sowie in der Verkleine-rung des Spaltes zwischen Schaufeln und Gehäuse. Des Weiteren ist die Abstimmung zwischen Turbinenrad und Verdichter von entscheidender Bedeutung. Aufgrund der ungekühlten und unbeschichteten Turbinenschaufeln wird die mögliche maximale Turbineneintrittstemperatur durch das eingesetzte Material begrenzt. Für die unge-kühlten Turbinenschaufeln werden aktuell komplexe Nickelbasis-Superlegierungen verwendet, die die thermischen, mechanischen und chemischen Anforderungen er-füllen. Beispiel für die derzeit eingesetzten Materialien ist MAR M-247, das als gerich-tet erstarrte Variante eine dauerhafte Turbineneintrittstemperatur von bis zu 950 °C ermöglicht. Eine weitere Steigerung der Heißgastemperatur bis zu einer absoluten Grenze von 1.150 °C ist durch den Einsatz von einkristallin erstarrten Gefügestruk-turen der Ni-Basis-Legierungen denkbar (Lechner und Seume 2010). Als Wärme-dämmschicht sowie als Schutz gegen Korrosion und Oxidation sind Beschichtungen, z. B. auf Basis von Nickel, Chrom, Aluminium, Kobalt und Yttrium möglich. Neben dem gängigen Gießverfahren für die komplexen und passgenauen Heißgasbauteile bietet sich zukünftig das Selective Laser Melting (SLM), bzw. das Additive Manufac-turing an. Insbesondere für die schwer schweißbaren Materialien müssen Prozesse entwickelt werden, die eine rissfreie Verarbeitung des Werkstoffs erlauben. Mit den neuen Verfahren besteht das Potenzial komplexere Bauteile im Hinblick z. B. auf mögliche Kühlungskonzepte, die eine weitere Steigerung der Turbineneintrittstem-peratur ermöglichen würden, zu realisieren.

Als Alternative zu metallischen Werkstoffen bietet sich die Entwicklung von faserver-stärkten Keramiken (ceramic matrix composites, CMC) an. Diese weisen gegenüber Metallen eine deutlich höhere Temperaturbeständigkeit und Festigkeit bei wesent-lich geringerem Gewicht auf. Die Faserverstärkung von CMC sorgt zudem für eine inhärente Schadenstoleranz, die sonst nur den Metallen zu Eigen ist. Je nach Ein-satzgebiet und Zielbauteilen eignen sich dabei entweder oxidische oder nicht-oxidische CMCs. Neue Entwicklungen für oxidische und nicht-oxidische CMC müs-sen dabei zwei Probleme adressieren, eine Kostenreduktion in der Herstellung und die Entwicklung geeigneter Beschichtungen, um CMCs vor allem gegen Wasser-dampfkorrosion und nicht-oxidische CMCs auch gegen Oxidation unempfindlicher

zu machen. Besonders wichtig für das Verständnis von CMCs im Einsatz unter realen Turbinenbedingungen ist die Tatsache, dass CMCs herstellungsbedingt inhomogene und anisotrope Mikrostruktur und zudem eine ausgeprägte Streuung der thermomechanischen und Lebensdauer relevanten Eigenschaften aufweisen. Die Beziehung von den Herstellungsverfahren zu den mikroskopischen Eigenschaften, deren Streuung und deren Auswirkungen auf die makroskopischen Bauteileigenschaften bis hin zur Festigkeit und Lebensdauer unter Last müssen grundlegend und umfassend ermittelt werden. Für den Einsatz in einer Mikrogasturbine müssen Turbinenbauteile aus CMC zudem in eine metallische Umgebung eingebunden werden, so dass die Optimierung der Verbindungstechnik für den erfolgreichen Einsatz essenziell ist.

Im Zusammenhang mit der Entwicklung digitaler Modelle für Mikrogasturbinen und deren Verhalten ist die numerische Abbildung des Langzeitverhaltens aller Turbinenwerkstoffe (additiv gefertigte metallische Werkstoffe, CMCs, etc.) unter realen Turbinenbedingungen von herausragender Bedeutung. Ein grundlegendes und physikalisches Verständnis und die genaue numerische Abbildung der im Laufe der Zeit auftretenden Degradation des Materials durch entstehende Fehlstellen und Delaminationen sind von herausragender Bedeutung. Dies ermöglicht eine genaue Beurteilung der Lebensdauer von CMC-Bauteilen und damit eine sichere Auslegung der Bauteile. Dabei werden seit kurzer Zeit skalenübergreifende, numerische Verfahren und Phasenfeldmethoden entwickelt, die im Gegensatz zu den üblichen heuristischen Verfahren, die physikalischen Schädigungsvorgänge in den Materialien genau beschreiben können und auch die genannten Streuungen der Materialeigenschaften quantifizieren können. Diese neueren Verfahren müssen gezielt für neue, innovative Turbinenwerkstoffe wie additiv hergestellte Metalle und CMCs weiterentwickelt und eingesetzt werden. Der Einsatz von keramischen Komponenten (im wesentlichen Turbine und Brennkammer) wurde erstmals von Kawasaki Heavy Industries in der zweistufigen Mikrogasturbine CGT302 realisiert. Hierbei wurde 1999 ein Wirkungsgrad von 42,1 % bei einer Turbineneintrittstemperatur von 1.396 °C erreicht. Allerdings konnte die Zuverlässigkeit der keramischen Bauteile in einem Lebensdauertest aufgrund von Laufradversagen nicht bestätigt werden (Isashi Takehara 2010).

Rekuperator

Zur Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrads werden in konventionellen Mikrogasturbinen Rekuperatoren eingesetzt. Aktuelle Entwicklungsschwerpunkte liegen in der Erhöhung der Effizienz in Bereiche > 90 % sowie der Reduktion der Druckverluste, die sich derzeit im Bereich 2-3 % relativer Druckverlust je Seite (Luft/Abgas) befinden. Sie zählen mit bis zu 30 % der Gesamtkosten zu den teureren Komponenten einer Mikrogasturbine. In der Regel wird die Wärme im Kreuzstrom mittels Primary Surface Rekuperatoren oder Plate-Fin Rekuperatoren übertragen. Die hochtemperaturbelasteten Materialien erfordern wie die Turbinenmaterialien eine hohe Kriechbeständigkeit sowie eine hohe Widerstandsfähigkeit gegenüber Oxidation. Aktuell werden Materialien wie MA 253, ein hitzebeständiger austenitischer Chrom-Nickel-Edelstahl, für Einsatztemperaturen bis 650 °C bzw. Inconel 625 für Temperaturen bis 800 °C verwendet. Aktuelle Herstellungsverfahren zur Verbindung und Abdichtung der verschiedenen Lagen nutzen anstelle des früher üblichen Lötprozesses Laserschweißverfahren. Ein neuartiges Verfahren stellt das Selective Laser Melting dar.

Mit dem SLM-Verfahren besteht, wie bei der Entwicklung und Herstellung neuartiger Turbinenschaufeln, die Möglichkeit, den Wärmeübergang und insbesondere die Lebensdauer der Rekuperatoren zu erhöhen. Allerdings sind das SLM-Verfahren sowie das Laserschweißverfahren kostenintensiv. So übersteigen die derzeitigen Herstellkosten die Materialkosten um ein Vielfaches. Insbesondere aufgrund geringer Stückzahlen konnten bisher Einsparungseffekte in Bezug auf Automatisierung der Serienproduktion, Modularisierung und Standardisierung nicht realisiert werden.

Brennkammer

In Mikrogasturbinen hat sich aufgrund der niedrigen Schadstoffemissionen die magerere Vormischverbrennung als Konzept durchgesetzt. Aufgrund der Rekuperation der Abwärme des Abgases weisen die Brennersysteme Eintrittstemperaturen von 600 bis zu 730 °C auf. Durch die Beschränkung der Turbineneintrittstemperatur wird ein großer Teil der Luft erst nach der Verbrennungszone als Mischluft über Öffnungen im Flammrohr dem Abgas zugemischt. Im Gegensatz zu Gasmotoren findet die Verbrennung kontinuierlich statt, womit ohne den Einsatz von Katalysatoren die geltenden Emissionsvorschriften im Vollastfall aktuell deutlich unterschritten werden. Weitere Kriterien bei der Optimierung von Brennersystemen sind Brennstoff- und Lastflexibilität sowie die erweiterte Teillastfähigkeit mit insbesondere niedrigen Kohlenmonoxid-Emissionen. Neben den derzeit am häufigsten eingesetzten Drall-Brennerkonzepten werden insbesondere Brennkammern auf der Basis des FLOX®¹-Konzepts entwickelt, die eine große Brennstoffflexibilität und einen weiten Betriebsbereich aufweisen. Brennersysteme auf Basis des FLOX®-Konzepts bestehen in der Regel aus mehreren Luft- und Brennstoffdüsen, die auf einem konzentrischen Kreis angeordnet sind. Hierbei wird Brennstoff und Luft als unverdrallter Strahl teilweise vorgemischt in die Brennkammer eingedüst. Durch die geometrische Anordnung wird eine ausgeprägte Rezirkulation und somit eine Mischung der Frischgase mit den Verbrennungsgasen erreicht. Durch die Homogenisierung der Temperaturverteilung werden lokale Temperaturspitzen vermieden, wodurch geringe Stickstoffoxid-Emissionen erzielt werden können. Des Weiteren zeigten erste Entwicklungen, dass mit einem auf dem FLOX® - Konzept basierenden Brennersystem sehr hohe Abgasrückführungsraten mit Sauerstoffgehalten bis zu 12 m. % am Brennereintritt möglich sind (Hasemann 2017). Hohe Abgasrückführungsraten ermöglichen, z. B. bei kleinen Gasturbinen-betriebenen BHKW-Anlagen die Erhöhung des Wasserdampfgehalts im Abgas und damit Nutzung der Brennwerttechnik.

2.2.2 Brennstoffe

Mikrogasturbinen können für unterschiedliche gasförmige als auch flüssige Brennstoffe eingesetzt werden. Derzeit werden Mikrogasturbinen vor allem mit Erdgas, Biogas, Klärgas, Deponiegas und Diesel betrieben. Aufgrund der Brennstoffflexibilität von Mikrogasturbinenbrennkammern spielen die möglichen zukünftigen Schwankungen im Erdgasnetz eine untergeordnete Rolle. Wird die Anforderung der Brennstoffflexibilität im Designprozess berücksichtigt, können Brennersysteme mit ange-

¹ FLOX® - flammenlose Oxidation, eingetragenes Warenzeichen der Firma WS Wärmeprozess-technik GmbH

passter Brennstoffversorgung mit Brennstoffen unterschiedlicher Heizwerte betrieben werden, ohne dass das Brennkammersystem angepasst werden muss. Darüber hinaus bietet Ansaldo Energia eine Mikrogastrurbine mit externer Befeuerung an². Hierbei wird die Wärme über einen weiteren Wärmetauscher in den Gasturbinenprozess eingekoppelt. Somit können auch feste Brennstoffe oder andere Hochtemperaturwärmequellen eingesetzt werden.

Weiterhin kann die Mikrogastrurbinentechnologie aufgrund der inhärenten Brennstoffflexibilität neue Anwendungsfelder erschließen. Beispiele hierfür finden sich in der Nutzung von biogenen Schwachgasen und in der Verwertung von energetisch nutzbarer Industrieabluft.

2.2.3 Emissionen

Mikrogastrurbinen zeichnen sich durch niedrige NO_x- und CO-Emissionen aus. Unverbrannte Kohlenwasserstoffe sind in der Regel kaum oder nicht vorhanden. Aktuelle Brennkammersysteme erreichen NO_x-Emissionen von 15 ppm sowie CO-Emissionen von < 15 bzw. < 40 ppm bezogen auf 15 % Restsauerstoff im Abgas. Dies entspricht ca. 30 mg/Nm³ NO_x und 19, bzw. 50 mg/Nm³ CO, die deutlich unter den geltenden Emissionsvorschriften der TA-Luft liegen. Technologiebedingt sind mittelfristig NO_x-Werte von unter 5 ppm / 10 mg/Nm³ bzw. CO-Emissionen von unter 10 ppm / 12,5 mg/Nm³ möglich. Diese konnten bereits durch ein einstufiges Brennersystem auf Basis des FLOX[®]-Konzepts in einer Mikrogastrurbine nachgewiesen werden³. Es ist anzunehmen, dass weitere Optimierungen um wenige ppm langfristig erreichbar sind. Eine Herausforderung stellt nach wie vor die Reduktion der CO-Emissionen im Teillastbetrieb dar. Diese steigen aufgrund des geringeren Brennstoff-Luftverhältnisses in der Regel an. Ein positives Beispiel hierbei ist die Entwicklung eines Brennersystems für Holzgas, das nahezu konstante CO-Emissionen bis zu 50 % der Mikrogastrurbinenleistung aufweist (Zornek, Monz und Aigner 2015: 276-284).

2.2.4 Innovative Gasturbinenkonzepte

Mit der Optimierung der wesentlichen Komponenten kann der elektrische Wirkungsgrad einer einstufigen, konventionellen Mikrogastrurbine um einige Prozentpunkte gesteigert werden. Größere Entwicklungsschritte jenseits von 40 % elektrischem Wirkungsgrad sind allerdings nur mit der Änderung der Turbineneintrittstemperatur und/oder mit innovativen Kreisprozessen möglich.

Die amerikanische Firma Capstone, derzeit Marktführer im Bereich Mikrogastrurbinen, entwickelt aktuell auf Basis der Mikrogastrurbine C200 mit 200 kW elektrischer Leistung eine Mikrogastrurbine mit zwei radialen Verdichter- und Turbinenstufen, Zwischenkühlung und Rekuperation. Um die Turbineneintrittstemperatur zu erhöhen, wird die Hochdruckturbinen aus einer einkristallinen Hochtemperaturlegierung gefertigt. Der Wirkungsgrad der Mikrogastrurbine mit 370 kW elektrischer Leistung

² http://www.ansaldoenergia.it/easyUp/file/ansaldo_ae-t100_externally_fired.pdf

³ Angabe: Institut für Verbrennungstechnik, DLR

soll 42 % bei einer Gesamteffizienz von 85 % betragen⁴. Die zukünftigen Investitionskosten werden hierbei auf 600 \$/kW_{el} beziffert, was eine deutliche Reduktion im Vergleich zu heutigen Kosten darstellt. Ähnliche Konzepte werden derzeit weltweit von weiteren, insbesondere Start-Up Unternehmen, verfolgt.

Eine Alternative zur Erweiterung des Anwendungsfeldes stellt das Konzept des invertierten Brayton Kreisprozesses dar. Hierbei wird die Frischluft zunächst durch den Rekuperator geleitet und in der Brennkammer unter Zugabe von Brennstoff bei Umgebungsdruck verbrannt. Im Anschluss wird das Abgas in der Turbine in den Unterdruck entspannt, durch den Rekuperator und einen Wasserwärmetauscher abgekühlt und schließlich auf Umgebungsdruck verdichtet. Mit Hilfe des invertierten Gasturbinenkreisprozesses können mit baugleichen Turbokomponenten kleinere Leistungen bei ähnlichen Wirkungsgraden realisiert werden. Somit können mit verfügbaren und kostengünstigen Turbokomponentendesigns aus der Automobilindustrie Mikrogasturbinen-basierte BHKW mit 1 oder 2 kW elektrischer Leistung für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme im Bereich der Ein- bis Zweifamilienhäuser entwickelt werden. Durch den Verzicht auf den Brennstoffkompressor eignet sich das Konzept zudem für die Verwertung von Schwachgasen mit geringsten Heizwerten im kleinen Leistungsbereich, deren Kompression eine hohe Leistung erfordert. Seit 2012 ist eine derartige Mikrogasturbine für die Verwertung von Deponiegas in der Schweiz im Feldtestbetrieb im Einsatz⁵. Weiterhin existiert eine Demonstrationsanlage am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (Agelidou et al. 2017).

Ein innovatives, hocheffizientes, flexibles und schadstoffarmes Kraftwerkskonzept für die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung stellt das Hybridkraftwerk dar, das aus einer Mikrogasturbine und einem Hochtemperaturbrennstoffzellensystem (SOFC) besteht. Hierbei können die höchsten elektrischen Wirkungsgrade vor allem mit einem druckaufgeladenen SOFC-System realisiert werden. Bei diesem Konzept wird die Brennstoffzelle zwischen dem Rekuperator und der Brennkammer der Mikrogasturbine angeordnet. Hierdurch können höhere Leistungsdichten, bzw. höhere Wirkungsgrade bei der SOFC erreicht werden, was die Gesamtkosten des SOFC-Systems reduziert. Die brennstoffhaltigen Abgase der SOFC werden stromab in der Brennkammer oxidiert und anschließend in der Turbine entspannt. Abhängig von der Anlagengröße und den verwendeten Komponenten können elektrische Wirkungsgrade von bis zu 70 % erreicht werden. Zusätzlich zeichnet sich das Kraftwerkskonzept durch hohe Teillastfähigkeit, hohe Teillastwirkungsgrade und hohe Laständerungsgeschwindigkeiten aus. Aufgrund der guten Skalierbarkeit deckt das Kraftwerkskonzept einen weiten elektrischen Leistungsbereich von wenigen Kilowatt bis hin zu mehreren Megawatt ab. Allerdings stellt die erfolgreiche Kopplung aufgrund der stark unterschiedlichen Teilsysteme MGT und SOFC hohe Ansprüche an die Betriebsweise und die Regelung der Gesamtanlage. Ein stabiler und sicherer Betrieb erfordert eine detaillierte Kenntnis der Charakteristik beider Einzelsysteme. Im Wesentlichen sind hierbei insbesondere dynamische Vorgänge wie der Anfahr- und Abfahrvorgang sowie Notfallmanöver zu nennen. Auf Seiten der SOFC spielt hierbei vor

⁴ [https://energy.gov/sites/prod/files/2015/06/f22/R10-Capstone %20AMO %20 %20Project %20Peer %20Review %20Final.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/2015/06/f22/R10-Capstone%20AMO%20%20Project%20Peer%20Review%20Final.pdf)

⁵ http://www.oekozentrum.ch/files/pb_aactor_web_1.pdf

allein die Interaktion zwischen der Anoden- und Kathodenseite, auf der Seite der Mikrogasturbine der Kompressor, bzw. das Zusammenspiel Kompressor/Turbine eine entscheidende Rolle. Darüber hinaus müssen der Arbeitsbereich und die Steuerung der Mikrogasturbine in einem hohen Maße im Vergleich zu ihrem Standardeinsatz erweitert werden, um die benötigte Flexibilität bereit zu stellen. Eine weitere Herausforderung betrifft das Brennkammersystem der Mikrogasturbine, das aufgrund der Anforderungen, wie z. B. beim Start/Stop, Teillast/Volllast, für einen hohen thermischen Lastbereich sowie einen hohen Temperaturbereich am Brenneintritt ausgelegt sein muss. Aktuell konnte eine Demonstrationsanlage der Firma Mitsubishi Hitachi Power Systems mit über 200 kW elektrischer Leistung den erfolgreichen Betrieb über mehrere Tausend Stunden nachweisen. Hierbei wurde ein elektrischer Wirkungsgrad von über 52 % erreicht (Kobayashi 2011). Hybridkraftwerksversuchsanlagen mit Emulation der SOFC werden derzeit zu Forschungszwecken von Forschungseinrichtungen wie dem NETL in den USA, der Universität Genua und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt betrieben.

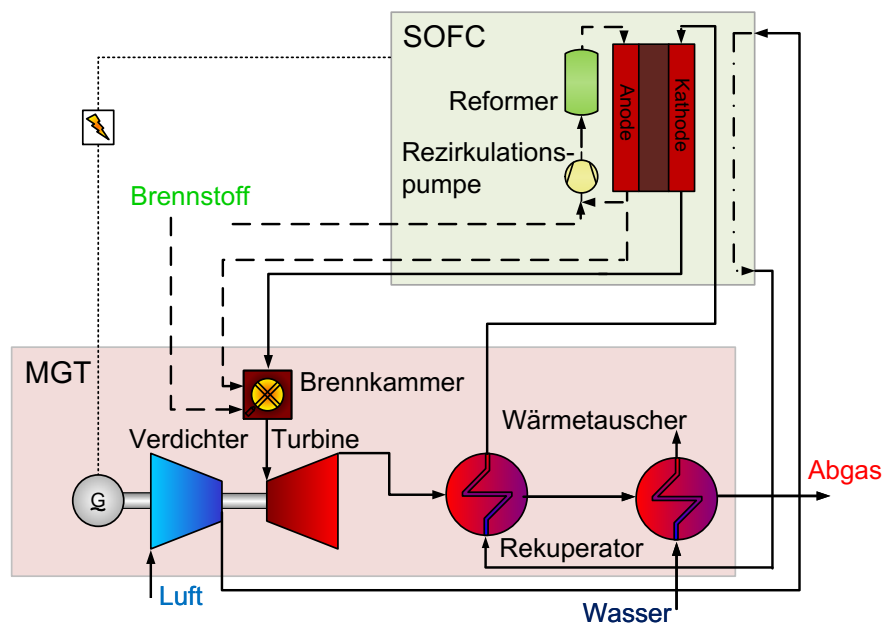


Abb. 2-2 Blockschaftbild eines SOFC/MGT Hybridkraftwerks

Quelle: DLR

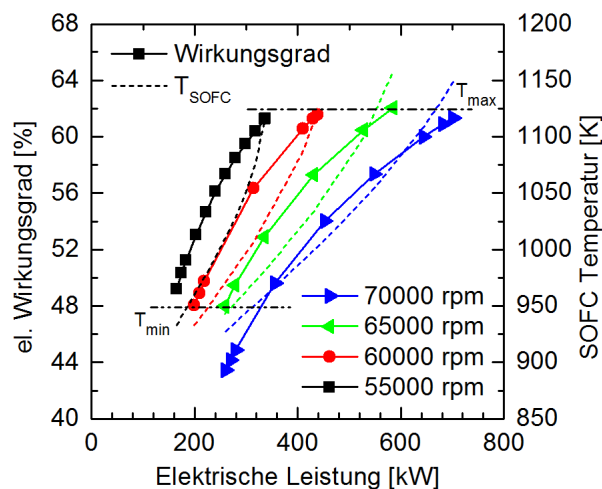


Abb. 2-3 Potentieller Betriebsbereich und elektrischer Wirkungsgrad eines Hybridkraftwerks basierend auf einer Turbec T100 MGT und einer SOFC des Herstellers E-ringKlinger

Quelle: Henke (2015)

Neben der SOFC kann eine Gasturbine mit anderen Wärmequellen gekoppelt werden. Die sogenannten solar-betriebenen Gasturbinen besitzen dabei das Potenzial, Sonneneinstrahlung mit hohem Wirkungsgrad zur Erzeugung elektrischen Stroms zu nutzen. Hierbei wird die Solarstrahlung über Spiegel auf Solarstrahlungsempfänger gelenkt und dabei fokussiert. Diese können hintereinander geschaltet werden und erhitzen stufenweise die Kompressorluft. Um einen hohen Anteil solarer Energie zu gewährleisten, ist die Erreichung einer möglichst hohen Temperatur erforderlich. Die aktuell erreichbaren Temperaturen von bis zu 1.000 °C sind für den Einsatz von kleineren Industriegasturbinen sowie Mikrogasturbinen ausreichend. Die Brennkammer der Turbine, die sowohl seriell als auch parallel zum Solarreceiver eingesetzt werden kann, wird bei Bedarf zugeschaltet. Somit kann die konstante Bereitstellung von elektrischer Energie, unabhängig von Tageszeit und Witterung, gewährleistet werden. Untersuchungen zeigen, dass mit einer nicht-rekuperierten oder rekuperierten Gasturbine mit nachgeschaltetem ORC-Prozess und Wärmespeicher Wirkungsgrade von 47 - 48 %, bei einer solaren Nutzung von über 85 % erreicht werden können (Heide et al. 2012). Die technischen Herausforderungen liegen hierbei vor allem auf Seiten des Solarreceivers und im Bereich der Regelung des Gesamtsystems. Ein zum Solarreceiver in Serie geschaltetes Brennkammersystem muss für den großen erforderlichen Temperaturbereich am Brennkammereintritt ausgelegt sein und insbesondere bei sehr hohen Eintrittstemperaturen bei Brennstoffzufuhr niedrige Emissionen garantieren. Eine kommerzielle großflächige Nutzung des Anlagenkonzepts ist bislang nicht erfolgt.

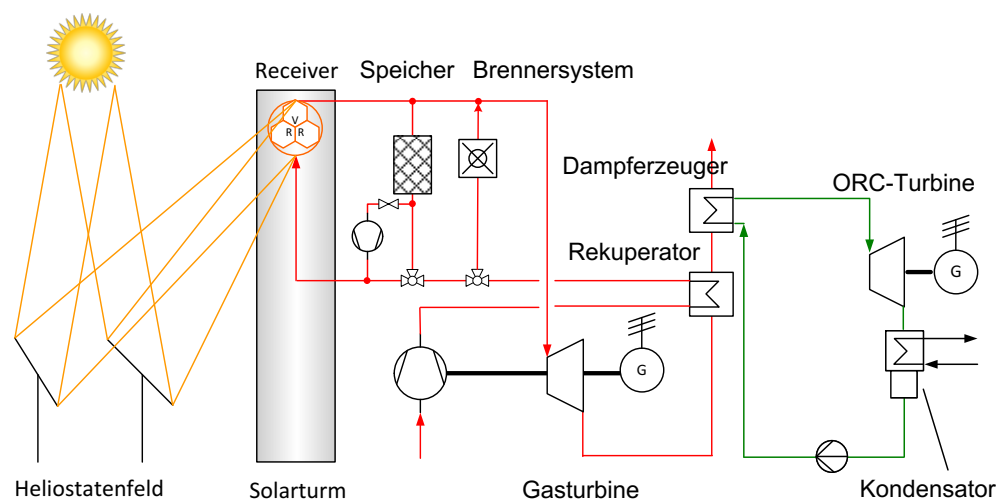


Abb. 2-4 Blockschaftbild eines solar-hybriden Gasturbinenkraftwerkskonzepts mit nachgeschaltetem ORC-Prozess

Quelle: Puppe et al. (2014)

Eine weitere Variante, die Gasturbinenleistung als auch die elektrische Effizienz zu erhöhen, besteht in der Zuführung von Wasser zum verdichteten Luftmassenstrom im sogenannten Humid-Air-Turbine (HAT) Kreisprozess. Hierbei wird in einem Sättiger zwischen Verdichter und Rekuperator Wasser eingedüst. Das Wasser wird vorab durch die Turbinenabgase nach dem Rekuperator vorgewärmt. Die Vorwärmung eignet sich insbesondere in Zeiten geringeren Wärmebedarfs. Durch die Zugabe von Wasser erhöht sich der Wasseranteil im Luftmassenstrom und somit die Leistung der Turbine. Ein weiterer Vorteil des Kreisprozesses liegt in der hohen Teillasteffizienz, die durch eine Variation der Wasseraufsättigung erreicht werden kann (Korobitsyn 1998). Eine kommerzielle Verwertung des Anlagenkonzepts ist bisher nicht erfolgt.

2.3 Digitalisierung

Aktuell bieten einige Unternehmen bereits digitale Dienstleitungen an. Beispielhaft kann hierbei die Firma 2G Energy AG genannt werden, die über eine Online-Plattform den Betreibern sowie Servicepartnern und Dienstleistern Zugang zu wesentlichen Dokumenten, wie z. B. Inbetriebnahmeprotokollen, Wartungsdokumenten, Ersatzteilkatalogen sowie Schulungsprogrammen, gewährt. Laut 2G Energy AG werden zusätzlich Anlagendaten visualisiert um u. a. Betriebsabweichungen zu identifizieren. Zukünftige Entwicklungen werden hierbei eine genaue Online-Überwachung der Kraftwerksanlagen inklusive einer sich stetig verbessernden Vorhersage zur Bauteilermüdung und damit einer bedarfsgerechten Wartung ermöglichen.

Weitere digitale Dienstleistungen werden bereits im Bereich der virtuellen Kraftwerke angeboten. Hierbei werden über eine Leitwarte eine vollautomatisierte Steuerung und das Monitoring vernetzter dezentraler Anlagen zur Regelenergiebereitstellung oder Direktvermarktung angeboten. Die technischen Herausforderungen liegen hierbei in der Verbindung und der Kommunikation zwischen den dezentralen Kraftwerksanlagen.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

Sowohl das Gasmotor-BHKW als auch das konventionelle Mikrogasturbinen-BHKW sind kommerziell erhältlich. Beide weisen einen TRL-Level von 9 auf.

Unterschiede gibt es allerdings bei der Bewertung der Entwicklungsreife. Während der Gas-Ottomotor eine sehr ausgereifte Technologie im Hinblick auf Technik und Fertigung darstellt, bestehen bei der Mikrogasturbinentechnologie noch deutliche Optimierungspotenziale sowohl bei der Effizienz als auch bei den Herstellungsverfahren und der Herstellungskosten der wesentlichen Komponenten. Abgesehen von Entwicklungsarbeiten z. B. im Bereich Beschichtungen und Materialien sowie neuen Zündungsverfahren, zweistufiger Aufladung und Abgasnachbehandlung handelt es sich bei der Gasmortortechnologie hauptsächlich um Optimierungen von Bauteilen mit überschaubaren Vorlaufzeiten, die von den Unternehmen in ihrem Entwicklungsprozess sukzessive vorgenommen werden.

Neben der technologiebedingten Weiterentwicklung der Gasmotor- als auch der Mikrogasturbinentechnologie müssen allerdings aufgrund der zunehmenden volatilen erneuerbaren Stromerzeugung sowie der abzusehenden zukünftigen Brennstoffe, wie Schiefergas, LNG, oder H₂ zusätzliche Aktivitäten im Bereich der Last- und Brennstoffflexibilität erfolgen. Bei der Lastflexibilität muss zunächst der Einfluss auf die Bauteilbelastung und Bauteillebensdauer detailliert untersucht werden.

Die Bewertung der Vorlaufzeiten der Kommerzialisierung, des Entwicklungsstadiums sowie der technischen und wirtschaftlichen Risiken der Anlagenkomponenten bzw. der neuen Anlagenkonzepte werden auf folgende zentrale Ansätze beschränkt:

- 1 | Zündverfahren (Laserzündung, Corona-Zündung) im Gasmotor
- 2 | Zweistufige Aufladung von Motoren der kleinen und mittleren Leistungsklasse sowie der Mikrogasturbinen
- 3 | Brennstoffflexibilität (insbesondere Wasserstoff)
- 4 | Einsatz von Beschichtungen und keramischen Bauteilen in der Mikrogasturbine und Gasmotor
- 5 | Innovative Kraftwerkskonzepte (inkl. MGT/SOFC, MGT/Solar, thermochemische Rekuperation)

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Die Vorlaufzeiten der einzelnen Technologiefelder können als unabhängig von den Szenarienbereichen angesehen werden.

Ein erstes Zündsystem auf Basis der Corona-Zündung (ACIS - Advanced Corona Ignition System) wird bereits von der amerikanischen Firma Federal Mogul angeboten⁶. Mit der Markteinführung der Corona- als auch der Laserzündung auf breiter Basis sollte in den nächsten Jahren (2020 – 2025) zu rechnen sein.

Die Effizienzsteigerung durch die Hochaufladung von Gasmotoren wird bereits vereinzelt im Bereich der Großmotoren kommerziell angeboten. Die Verbreitung der Hochaufladung insbesondere in den Bereich der mittleren und kleinen Leistungs-

⁶ <http://www.federalmogul.com/en-US/Contact/Pages/home.aspx>

klasse wird für 2025 - 2030 erwartet. Die Markteinführung der zweifachen Aufladung und Zwischenkühlung in der Mikrogasturbine wird auf Basis der aktuellen Entwicklungstätigkeiten ebenfalls für 2025 - 2030 prognostiziert.

Die Entwicklung von brennstoffflexiblen Gasmotoren und Mikrogasturbinen gewinnt in letzter Zeit deutlich an Bedeutung. Vor allem der Einsatz von wasserstoffreichen Brennstoffen stellt hierbei eine technische Herausforderung dar. Eine Markteinführung von mit Wasserstoff betriebenen Systemen wird bis 2030 erwartet.

Aufgrund vielfältiger Probleme insbesondere bei der Lebensdauer und den Herstellungskosten wird mit dem kommerziellen Einsatz von Beschichtungen ab 2030 und keramischen Materialien ab 2040 gerechnet.

Innovative Kraftwerkskonzepte bzw. hybride Systeme im Bereich des Gasmotors oder der Gasturbine befinden sich zwischen der Technologieentwicklung und der Demonstration. Eine erste Markteinführung solcher Systeme wird für 2030 erwartet.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von zentralen Technologiefeldern

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

a. Zündverfahren	bis 2020 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
b. Zweistufige Aufladung	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
c. Brennstoffflexibilität	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
d. Beschichtungen & Keramik	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
e. Innovative Kraftwerkskonzepte	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Abgesehen von dem Corona-Zündsystem der Firma Federal Mogul befinden sich die neuen Konzepte der Zündtechnologien wie der Laserzündung nach wie vor schwerpunktmäßig in der Demonstration von Prototypen.

Der Einsatz von Wasserstoff konnte in einem angepassten Gasmotor bereits demonstriert werden⁷. Die Modulanpassungen basierten hierbei auf einer äußeren optimierten Gemischbildung mit Port Injection für Gase mit niedriger Methanzahl sowie auf einer Modifikation der Ansaugdrücke (TRL-Level 8). Im Bereich der Mikrogasturbinen konnte die Nutzung von Holzgas (Zornek et al. 2015: 276-284) (TRL-Level 7) und die Verwertung von energetisch nutzbarer Industrieabluft (VOCs) (Schwärzle et al. 2015) (TRL-Level 4) sowie der Nutzung von heißem, niederkalorischem Abgas von Feststoffoxid-Brennstoffzellen (SOFC) für den Einsatz in Hybridkraftwerken

⁷

http://www.2-g.de/module/dateidownload/2012_12_07_wasserstofftankstelle.pdf

(Bücheler et al. 2017) (TRL-Level 4) in den vergangenen Jahren erfolgreich demonstriert werden. Der erfolgreiche Betrieb von reinem Wasserstoff und Erdgas wurde bislang in einem generischen Einzeldüsenbrenner demonstriert (Lammel et al. 2012) (TRL-Level 3). Der Einsatz eines Brennkammersystems für Wasserstoff in Mikrogasturbinen steht noch aus.

Der Funktionsnachweis von Beschichtungen oder keramischen Komponenten konnte bislang nur mit unzureichender Lebensdauer in Demonstratoren im Labor erbracht werden (TRL-Level 3 & 4). Insbesondere im Bereich der keramischen Werkstoffe sind erhebliche Aufwände in der Grundlagen- sowie in der Technologienentwicklung nötig. So liegt eine der Herausforderungen in der Verbindung zwischen keramischen Materialien und metallischen Legierungen aufgrund unterschiedlicher Werkstoffeigenschaften. Zusätzlich müssen Beschichtungen gegen Korrosion und Oxidation entwickelt werden.

Innovative Kraftwerkskonzepte im Bereich des Gasmotors oder der Gasturbine befinden sich zwischen der Technologieentwicklung und der Demonstration. Der Funktionsnachweis der thermochemischen Rekuperation konnte bisher nur im Labor erbracht werden (TRL-Level 3). Hierbei konnte eine Erhöhung des Heizwertes um 4,8 – 5,5 % bei Abgastemperaturen von 560 °C und somit eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades (Spitta et al. 2015) erreicht werden. Im Bereich der hybriden Gasturbinenkraftwerke konnten erste Demonstrationskraftwerke bereits erfolgreich in Betrieb genommen werden. Ein Demonstrationskraftwerk des MGT/SOFC Hybridkraftwerks der Firma Mitsubishi Hitachi Power Systems wird seit Jahren an der Universität Kyushu in Japan getestet. In Deutschland bzw. in Europa selbst sind bislang keine MGT/SOFC Demonstrationsanlagen in Betrieb genommen worden. Hier befindet sich die Technologie aktuell zwischen dem TRL-Level 3 und TRL-Level 4. Ein Funktionsnachweis eines real gekoppelten Demonstrators in Laborumgebung wird gegen Ende des Jahrzehnts erwartet⁸. Im Bereich der solaren Gasturbine betreibt die Firma Aora Solar erste Demonstrationsanlagen auf Basis der Mikrogasturbine der Firma Ansaldo Energia (AET100) in Israel und Spanien (TRL-Level 7). Aktuelle Entwicklungsarbeiten beschäftigen sich auch mit kleineren Anlagensystemen mit bis zu 30 kW elektrischer Leistung (Lanchi et al. 2015). Eine Demonstration des HAT Anlagenkonzepts in Laborumgebung (TRL-Level 4) zeigte auf Basis der Mikrogasturbine Turbec T100 eine Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrads um 4,8 % (De Paepe et al. 2015).

Die unterschiedlichen Entwicklungsstadien im Bereich der Gasmotortechnologie sowie der Mikrogasturbinentechnologie werden im Folgenden getrennt dargestellt.

⁸<http://www.bio-hypp.eu/>

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Gasmotor

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
Grundlagenforschung							
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Demonstration		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung							
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TF = Technologiefeld, TRL= Technology Readiness Level

(a) = Zündverfahren, (b) = Zweistufige Aufladung, (c) = Brennstoffflexibilität, (d) = Beschichtung & Keramik, (e) = Innovative Kraftwerkskonzepte

Tab. 3-3 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Mikrogasturbine

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF	(b)	(c)	(d)	(e)
Grundlagenforschung						
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung						
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TF = Technologiefeld, TRL= Technology Readiness Level

(b) = Zweistufige Aufladung, (c) = Brennstoffflexibilität, (d) = Beschichtung & Keramik, (e) = Innovative Kraftwerkskonzepte

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches Forschungs- und Entwicklungsrisiko

Das technische Entwicklungsrisiko kann von den aktuellen Entwicklungsstadien der einzelnen Technologiefelder abgeleitet werden.

Das wirtschaftliche Risiko der Zündsysteme wird aufgrund der aktuell nach wie vor hohen Kosten im Vergleich zu bestehenden als auch möglichen optimierten konventionellen Zündkerzen als hoch eingestuft.

Das wirtschaftliche Risiko durch den Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen wird aufgrund der ungewissen wirtschaftlichen als auch politischen Randbedingungen als hoch eingestuft. Insbesondere der Einsatz von Wasserstoff hängt von den zukünftigen technischen und politischen Möglichkeiten und Potenzialen ab, durch Überschussstrom erzeugte Brennstoffe als chemischen Speicher für die Rückverstromung in KWK-Anlagen zu nutzen.

Der Entwicklungsaufwand sowie die technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen im Bereich der Beschichtungen und Keramik werden als sehr ambitioniert betrachtet. Das Risiko wird hierbei als sehr hoch eingestuft.

Die Risiken innovativer Kraftwerksysteme müssen differenziert betrachtet werden. Hierbei werden die technischen und wirtschaftlichen Risiken einer Mikrogasturbine mit zwei radialen Verdichter- und Turbinenstufen, Zwischenkühlung und Rekuperation und erhöhter Turbineneintrittstemperatur als eher hoch (technisch) und hoch (wirtschaftlich) eingestuft. Das Risiko hybrider Systeme wird aufgrund fehlender Erfahrung, der technischen Komplexität und der Kosten als hoch (technisch) bis sehr hoch (wirtschaftlich) bewertet.

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der jeweiligen Technologie

	sehr gering	Gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Technologie (a)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologie (b)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologie (c)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologie (d)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Technologie (e)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Für die Abgasnachbehandlung der Gasmotoren werden katalytisch aktive Edelmetalle benötigt. Hierzu zählen insbesondere die kritischen Rohstoffe der sogenannten „Platingruppenmetalle“ Platin, Rhodium, Palladium sowie Vanadium und Wolfram. Die Edelmetalle können in einem Recyclingprozess zurückgewonnen werden. Darüber hinaus befinden sich Ersatzstoffe aus günstigeren Werkstoffen, wie z. B. Polyoxometallate, für Platin in der Entwicklung.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Die folgende Analyse des nationalen Marktpotenzials von BHKW Anlagen mit einer elektrischen Leistung von kleiner 10 MW im Bereich der Industriellen BHKW-Anlagen sowie der Objektversorgung und der Nah- und Fernwärme basiert auf zwei Studien von IFAM, prognos, IREES und BHKW-Consult (2014) und DLR et al. (2012).

Die Studie „Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung“ (IFAM, prognos, IREES und BHKW-Consult 2014) hat auf Basis der Verbräuche von 2012 den aktuellen und zukünftigen Bedarf im Bereich der Objektversorgung und der Prozesswärme bis 300 °C in der Industrie in Bezug auf das KWK-Potenzial analysiert.

Laut dieser Studie werden in der Industrie im Prozesswärmebereich bis 300 °C und der Raumwärme derzeit ca. 40 % des Wärmebedarfs bereits durch KWK Anlagen gedeckt. Führende Bereiche sind hierbei die Grundstoffchemie als auch die Zellstoff- und Papierindustrie.

Um den Bedarf der verschiedenen benötigten Leistungsklassen abschätzen zu können, erfolgte die Aufteilung in die drei Unternehmergrößenklassen „klein“, „mittel“ und „groß“. Für das Potenzial der BHKWs kommen insbesondere die kleinen und mittleren Unternehmen im Bereich der Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze in Frage. Laut der Studie besteht hierbei ein betriebswirtschaftliches Potenzial von ca. 14,5 TWh (2020) bis zu 17,3 TWh im Jahr 2050.

Das betriebswirtschaftliche Potenzial im Bereich der Objekt-KWK, die vollständig dem BHKW Bereich zuzurechnen ist, beträgt konstant 14 TWh, während das Potenzial bei der leitungsgebundenen KWK unter Annahme eines Anschlussgrades von 90 % bei bis zu 113 TWh (2020–2050) liegt. Allerdings wird in der Studie bei der leitungsgebundenen Strom- und Wärmeerzeugung keine Angabe zur Erzeugungsstruktur (Anteil der Stromerzeugung durch Heizkraftwerke und BHKWs) gegeben, sodass sich hier kein direktes Potenzial der Stromerzeugung durch BHKWs ableiten lässt.

Auf Basis eines Vergleichs mit einem Szenario DE_80 % unter Berücksichtigung eines stündlich aufgelösten Wärme- und Strombedarfs wurde abhängig der Höhe des unterstellten Ausbaus des Fernwärmenetzes ein maximal nutzbares KWK Stromerzeugungspotenzial von 140 TWh im Jahr 2030 und 107 TWh im Jahr 2050 ermittelt.

Die Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ (Szenario 2011 A, Szenario THG95) bestätigt weitgehend, mit Ausnahme des Jahres 2020, das BHKW-Potenzial der erstgenannten Studie in der Industrie. Generell wird angenommen, dass Erdgas als Brennstoff zunehmend durch gasförmige biogene Brennstoffe ersetzt wird. Die Stromproduktion durch BHKWs aus Biogas und Biomethan wird aus der Stromerzeugung der Biomasse (nach DLR et al. 2012) abgeschätzt und beträgt ca. 50 % der Biomasse im Bereich der Industrie-KWK sowie der

„Nahwärme-KWK“⁹. Zusätzlich wird im Jahr 2050 mit erneuerbarem Überschussstrom erzeugter Wasserstoff zur Rückverstromung in BHKWs genutzt. Im Bereich der „Nahwärme-KWK“, bzw. der Objekt-KWK wird laut dieser Studie eine Stromerzeugung von 28,3 TWh im Jahr 2020 erwartet. Dieser Wert bleibt zunächst konstant und sinkt vom Jahr 2040 an bis zu 24,5 TWh im Jahr 2050.

Somit ergibt sich für das Szenario DE_80 % als Summe der minimalen Stromerzeugung im Bereich der Nahwärme- und Objekt-BHKW-Anlagen sowie der Industrie-BHKW-Potenziale eine Stromerzeugung von 38,3 TWh (2020) bis 40,4 TWh (2050).

Unter der Annahme einer ähnlichen Verteilung zwischen von BHKW dominierten Nahwärmesystemen und der durch HKW dominierten Fernwärmesysteme (nach DLR et al. 2012), ergibt sich laut der Studie „Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung“ ein maximales Stromerzeugungspotenzial der BHKWs in der leitungsgebundenen Strom- und Wärmeerzeugung von 48,5 TWh (2030) bzw. 30,5 TWh (2050). Zusammen mit der Objekt-KWK und des etwas höher geschätzten Industrie-KWK-Potenzials kann von einer maximalen Stromerzeugung von 78,9 TWh (2030), bzw. 61,8 TWh (2050) ausgegangen werden. Voraussetzung ist hierfür, dass BHKW Anlagen vollständig flexibel betrieben werden können.

Tab. 4-1 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld BHKW (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	TWh / GW		TWh / GW	
	Min	Max	Min	Max
2020	38,3 / 7,2		38,3 / 7,2	
2030	42,9 / 8,5	78,9 / 15,6	42,9 / 8,5	78,9 / 12,5
2040	42,5 / 8,55		43,5 / 8,55	
2050	40,4 / 8,2	61,8 / 12,5	43,5 / 8,2	61,8 / 12,5

Im Szenario DE_80 % steigt der Anteil der Stromerzeugung der BHKWs an dem gesamten durch KWK-Anlagen erzeugten Strom im Jahr 2020 von ca. 27,4 % auf 31 % (2030) und 32,89 % bis auf 34 %, bezogen auf den Minimalwert der angenommenen Stromerzeugung. Im Vergleich zu den aktuellen Werten der Stromerzeugung bedeutet dies eine moderate Steigerung des Anteils der durch BHKWs erzeugten Strommenge.

Für das Szenario DE_95 % wird angenommen, dass im Bereich der KWK vor allem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien den Einsatz von Erdgas reduziert. Unter der Annahme, dass dieser vor allem im Industrie-, sowie im Nahwärmebereich / Objekt-

⁹ Allerdings sehen neuere Studien (z. B. Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) aufgrund ökologischer Fragestellungen eine deutliche Abnahme der Nutzung von Energiepflanzen für die Stromerzeugung

versorgung in BHKWs zur Rückverstromung eingesetzt wird, erhöht sich für 2040 und 2050 die durch BHKW erzeugte Strommenge leicht auf 43,5 TWh (DLR et al. 2012).

Die installierte Leistung steigt laut DLR et al. (2012) für die minimale Stromerzeugung im Szenarienbereich DE_80 % und DE_95 % von ca. 7,2 GW im Jahre 2020 auf 8,5 im Jahr 2030 und bleibt anschließend konstant bzw. reduziert sich leicht auf 8,2 GW im Jahre 2050. Die mittleren Volllaststunden der BHKWs sinken im Szenarienbereich DE_80 % kontinuierlich von 5.319 h im Jahr 2020 auf 4.927 h im Jahr 2050. Im Szenarienbereich DE_95 % steigen unter der Annahme gleichbleibender installierter Leistung in Bezug zum Szenarienbereich DE_80 % die mittleren Volllaststunden aufgrund der höheren erzeugten Strommenge im Jahr 2040 auf 5.088 h und im Jahr 2050 auf 5.305 h.

Die mittlere jährliche Wachstumsrate der Gasmotoren- und Mikrogasturbinentechnologie beträgt im Zeitraum 2014–2030 zwischen 3,5 % und 7,5 % und bezogen auf den Zeitraum 2014–2050 1,4–2,6 %.

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Das zukünftige internationale Marktpotenzial der Strom- und Wärmeerzeugung durch KWK-Anlagen wird von verschiedenen Marktanalysen als überaus positiv betrachtet. Hintergrund sind hierbei insbesondere die steigenden Energiekosten und die Anstrengungen als auch Bestimmungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen. Weltweit wird hierbei mit einem Anstieg der mittleren jährlichen Wachstumsrate (CAGR) von 2,8 % (Global Data 2016) bis 4,38 % (Transparency Market Research 2016) bis 2024/2025 gerechnet. Bezogen auf den Umsatz dominierte im Jahr 2014 der Anteil der großen KWK-Anlagen. Im gesamten KWK-Markt erreichte dieser einen Marktanteil von 85,7 %. In Zukunft wird damit gerechnet, dass der Anteil der kleinen und mittleren KWK-Anlagen, der klassischen BHKWs, deutlich stärker zulegen wird. Dies liegt auch, laut Navigant research (Feldman 2015), an der deutlichen Steigerung der Anzahl von Objekt-KWK-Anlagen. Quantitative Aussagen zu dem internationalen Marktpotenzial von BHKWs und möglicher Bandbreiten unter Berücksichtigung von Zukunftsszenarien kann aufgrund der fehlenden Daten und Studien nicht angegeben werden.

Zu den aktuell größeren Märkten zählen die EU, USA und der asiatisch-pazifische Raum, insbesondere Japan.

EU

In Europa produzieren Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit ca. 112 GW installierter Leistung aktuell 15 % des Wärmebedarfs und 11 % des Strombedarfs. Zukünftig steigt die Stromerzeugung in der EU von 3.251 TWh (2015)¹⁰ auf über 4.063 TWh im Jahr 2050. Der Anteil des von KWK-Anlagen erzeugten Stroms sinkt zunächst auf 10,2 % (2020) und steigt anschließend auf 11,8 % (2030) und auf 13,1 % im Jahr 2050 (Europäische Kommission, 2016). Unter der Annahme einer ähnlichen Verteilung

¹⁰

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Net_electricity_generation,_1990 %E2 %80 %932014_\(thousand_GWh\)_YB16.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Net_electricity_generation,_1990 %E2 %80 %932014_(thousand_GWh)_YB16.png)

lung der zentralen KWK und dezentralen BHKW Anlagen – in Bezug zur nationalen Verteilung - kann von einer Steigerung der Stromerzeugung durch BHKWs von 94 TWh im Jahr 2020 auf 129 TWh (2030), 158 TWh (2040) auf 181 TWh im Jahre 2050 ausgegangen werden. Unter der Annahme ähnlicher Vollbetriebsstunden zwischen Deutschland und Europa ergibt sich eine mögliche installierte Leistung von 20 GW im Jahre 2020, 25,5 GW im Jahre 2030, 31,6 GW im Jahre 2040 und 36,7 GW im Jahre 2050.

USA

In den USA waren 2014 83,3 GW KWK-Anlagenleistung installiert (U.S. Environment Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership 2015), die 8 % der gesamten installierten Leistung darstellen und 12 % der Stromerzeugung. Davon waren ca. 3 % der installierten Leistung, oder ca. 2,35 GW, Gasmotoren- und Mikrogasturbinen-BHKWs. Das technische Potenzial von BHKW-Anlagen, insbesondere in der Industrie, der Objektversorgung und der Nahwärmeversorgung mit einer elektrische Anlagenleistung von < 5 MW beläuft sich auf 64,5 GW.

Japan

Japan verfügte Ende März 2016¹¹ über 10,3 GW installierter KWK-Leistung. Hierbei können über 6,2 GW installierter Leistung den BHKW-Technologien Gasmotor, Dieselmotor und Mikrogasturbine zugeordnet werden. Im Gegensatz zu Deutschland spielt Öl als Brennstoff mit einem Anteil von 30 % nach wie vor eine bedeutende Rolle. Der Anteil von KWK-Anlagen in Japan soll zukünftig von 3 % im Jahre 2010 auf 15 % im Jahre 2030 ansteigen. Dies würde zu einer Erhöhung der Stromproduktion auf 150 TWh bei einer installierten Leistung von 22 GW führen¹². Unter der Annahme, dass das Verhältnis der BHKW-Anlagenleistung zu großen HKW-Anlagen gleich bleibt, kann von einer BHKW-Leistung von 13,2 GW im Jahr 2030 ausgegangen werden.

Mikrogasturbinen (weltweit)

Im Bereich der Mikrogasturbinen wird laut Navigant research angenommen, dass der weltweite Umsatz der jährlich installierten Anlagen im Jahr 2020 über einer Milliarde Dollar liegen wird und soll 2024 einen Umsatz von über 2,8 Mrd. \$ erreichen (Navigant Research 2015). Hierbei soll 2024 eine Leistung von insgesamt ca. 4 GW an Mikrogasturbinen installiert sein.

¹¹ https://www.ace.or.jp/web/en/currentstate/currentstate_0060.html, abgerufen am 12.04.2017

¹² <https://www.iea.org/media/workshops/2013/chp/SeitaShimizu.pdf>, Shimizu, S., CHP Market & Policy Movement in Japan, Japan Gas Association

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Gasmotoren

Aufgrund der hohen Entwicklungsreife der Gasmotortechnologie sind weitere Steigerungen, insbesondere des elektrischen Wirkungsgrades, nur noch in sehr begrenztem Maße möglich. Abhängig von der Systemgröße wird ein Steigerungspotenzial, insbesondere für die kleinen und mittleren Gasmotor-BHKWs, von bis zu 10 % erwartet. Eine Steigerung des Gesamtwirkungsgrad wird aktuell auf ca. 6-7 % geschätzt. Für einen Gasmotor mit 500 kW elektrischer Leistung bedeutet dies eine Steigerung der Volllast-Wirkungsgrade von derzeit ca. 41 % auf 45 % elektrisch und von ca. 42 % auf über 44 % thermisch im Jahr 2050. Aufgrund der gestiegenen Wirkungsgrade reduziert sich die CO₂-Erzeugung technologiebedingt beim Einsatz von Erdgas um 4,3 % im Jahre 2030 bis zu 8,3 % im Jahre 2050.

In Bezug auf den heutigen dominanten Einsatz von Gasmotoren im BHKW-Bereich kann bei der vollständigen Nutzung der Wärme durch die technologiebedingte Steigerung des Wirkungsgrades beim Einsatz von Erdgas von einer Einsparung im Szenario DE_80 % von minimal 0,53 Mio. t CO₂ im Jahre 2030 über 0,63 Mio. t CO₂ bis zu 0,52 Mio. t CO₂ im Jahr 2050 ausgegangen werden. Dies berücksichtigt die angenommene sinkende Stromerzeugung durch Erdgas, was zu einer Reduktion der absoluten CO₂ Einsparungen von 2040 zu 2050 führt. Durch den steigenden Anteil der durch Biogas in BHKWs produzierten CO₂-neutralen Strommenge von 46 % (Stand 2014, Öko-Institut 2015) auf ca. 58 % im Jahre 2050 (siehe DLR et al. 2012)¹³ und die Rückverstromung von erneuerbarem Wasserstoff im Szenarienbereich DE_80 % sinkt der CO₂-Ausstoß. Dies führt im Vergleich zur Referenz zu einer weiteren absoluten CO₂-Einsparung von 3,84 Mio. t CO₂ im Jahr 2030 und 8,46 Mio. t CO₂ im Jahr 2050.

Im Szenarienbereich DE_95 % reduzieren sich die technologiebedingten Einsparungen aufgrund des Rückgangs des Erdgasverbrauchs im Jahr 2040 auf 0,69 Mio. t CO₂ und im Jahr 2050 auf 0,76 Mio. t CO₂. Durch den erhöhten Einsatz von Wasserstoff steigt allerdings die CO₂-Einsparung aufgrund des Brennstoffwechsels auf 7,2 Mio. t CO₂ im Jahr 2040 und 12,4 Mio. t CO₂ im Jahr 2050 im Vergleich zur Referenz.

¹³

Szenario 2011-A unter Berücksichtigung des Anteils von biogenen Gasen bei der Biomasse von 50 % im Bereich Objekt-KWK und Nahwärmebereich

Tab. 4-2 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW_{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Erdgas	Zusätzl. Einsparung durch Einsatz von Bio- gas & H ₂	Erdgas	Zusätzl. Einsparung durch Einsatz von Bio- gas & H ₂
2020		1,3		1,3
2030	0,53	3,8	0,54	3,8
2040	0,63	4,9	0,69	7,2
2050	0,52	8,5	0,76	12,4

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Mikrogasturbinen

Im Gegensatz zu Gasmotoren, die bereits einen hohen Entwicklungsreifegrad erreicht haben, sind bei Mikrogasturbinen in den kommenden Jahren deutliche Steigerungen des elektrischen Wirkungsgrads von über 33 % je nach Leistungsklasse zu erwarten. Für eine Mikrogasturbine mit einer elektrischen Leistung von beispielsweise 200 kW kann von einer Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades von derzeit 33 % auf 42 % im Jahr 2030 und bis zu 44 % im Jahr 2050 ausgegangen werden. Dies führt beim Betrieb mit Erdgas zu einer Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 21,4 % im Jahr 2030 und 25 % im Jahr 2050.

Im Vergleich zum Gasmotor fällt aufgrund des derzeit höheren elektrischen Wirkungsgrades der CO₂-Ausstoß der Gasmotoren im Vergleich zu den Mikrogasturbinen aktuell entsprechend geringer aus.

Durch die zu erwartenden höheren Wirkungsgradsteigerungen bei der Mikrogasturbine werden sich die elektrischen Wirkungsgrade zukünftig annähern. Je nach Leistungsklasse könnte der Wirkungsgrad der Mikrogasturbine den der Gasmotoren vor 2030 überschreiten und damit einen geringeren CO₂-Ausstoß pro erzeugter kWh Strom erreichen.

Da Gasmotoren die derzeit dominierende Technologie im Bereich der Blockheizkraftwerke darstellen, wird auf eine Betrachtung des absoluten CO₂-Ausstoßes sowie der absoluten Schadstoffemissionen verzichtet.

Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

Da die Entwicklungen bzgl. der Schadstoffreduktion stark von den politischen Rahmenbedingungen abhängen, erfolgt die Betrachtung der Entwicklung des Schadstoffausstoßes hier nur bis ins Jahr 2030. Aufgrund der anstehenden Novellierung der TA Luft ist zunächst von einem verminderten Schadstoffausstoß auszugehen. Da jedoch gleichzeitig der Strombedarf und der Wirkungsgrad steigen sowie die durch die TA Luft festgelegten Grenzwerte vom jeweils eingesetzten Brennstoff abhängig sind,

müssen auch diese Faktoren bei der Betrachtung der Schadstoffausstoßentwicklung berücksichtigt werden. Da für das Szenario der maximalen Stromerzeugung keine Zahlen bzgl. des über Biogas erzeugten Stroms vorhanden sind, beschränken sich die Abschätzungen der Schadstoffemissionen auf das Minimal-Szenario. Des Weiteren wird hier nur der Szenarienbereich DE_80 % aufgeführt, da sich die Szenarienbereiche DE_80 % und DE_95 % im Betrachtungszeitraum bis 2030 nicht unterscheiden.

Gasmotoren

Das Einsparungspotenzial an Schadstoffemissionen (Kohlenmonoxid, Stickoxid und Formaldehyd) wird im Folgenden exemplarisch für das oben genannte Gasmotor-BHKW mit 500 kW elektrischer Leistung aufgezeigt. Dabei wird von einem Betrieb bei einer typischen Luftzahl von 1,75, einem ausschließlichen Volllastbetrieb und damit von einem Wirkungsgrad von 41 % im Jahr 2020 bzw. von 42,9 % im Jahr 2030 ausgegangen. Zur Abschätzung wird angenommen, dass die bereits bestehenden BHKWs durch Nachrüstungen bis 2020 die Grenzwerte der novellierten TA Luft einhalten.

Dabei wird von einer Absenkung der Grenzwerte durch die Novellierung der TA Luft bei Kohlenmonoxid von 300 mg/Nm³ auf 200 mg/Nm³, bei Stickoxiden von 500 mg/Nm³ auf 100 mg/Nm³ und bei Formaldehyd von 60 mg/Nm³ auf 20 mg/Nm³ ausgegangen. Für Biogas als Brennstoff wird eine Absenkung der Kohlenmonoxid-Emissionen von 1000 mg/Nm³ auf 200 mg/Nm³ und bei Formaldehyd von 60 mg/Nm³ auf 20 mg/Nm³ angenommen. Der Grenzwert für die Stickoxidemissionen bleibt dabei unverändert bei 500 mg/Nm³. Diese Zahlenwerte wurden dem Entwurf vom September 2016¹⁴ entnommen. Die Einhaltung der strikteren Grenzwerte wird fast ausschließlich durch den Einsatz von Abgaskatalysatoren gewährleistet.

Aufgrund der Absenkung der Grenzwerte reduzieren sich die gesamten Kohlenmonoxidemissionen trotz des steigenden Strombedarfs im Vergleich zum Bezugsjahr um 57,3 % im Jahr 2020 und 50,2 % im Jahr 2030. Dies entspricht einer Einsparung von 29.111 Tonnen im Jahr 2020 und 25.477 Tonnen Kohlenmonoxid im Jahr 2030. Dabei entfallen im Jahr 2020 5.244 Tonnen auf Erdgas-BHKWs und 23.868 Tonnen auf mit Biogas betriebene BHKWs. Aufgrund des steigenden Einsatzes von Biogas als Brennstoff reduziert sich die Kohlenmonoxid-Einsparung bei den Biogas-BHKWs im Jahr 2030 auf 25.477 Tonnen pro Jahr, während für die Erdgas-BHKWs die Einsparung mit 5.711 Tonnen leicht gesteigert werden kann. Pro Kilowattstunde erzeugten Stroms werden im Jahr 2020 bei Erdgas-BHKWs 654 mg und bei Biogas-BHKWs 2298 mg eingespart. Ohne eine weitere Verschärfung der Emissionsvorschriften wird bis zum Jahr 2030 keine signifikante Erhöhung des Einsparungspotenzials realisiert werden können. Die Einsparung beträgt aufgrund der Wirkungsgradsteigerung 668 mg/kWh bzw. 2331 mg/kWh. Dies entspricht 2020 einer Einsparung von 66,7 % (Erdgas) bzw. 70,0 % (Biogas) und 2030 einer Einsparung von 68,1 % bei Erdgas und 71,3 % bei Biogas.

14

http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Luft/taluft_entwurf_bf.pdf; Stand: 06.04.2017

Tab. 4-3 Einsparungspotenzial der Kohlenmonoxid-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW_{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs

Kohlenmonoxid						
Szenarienbereich DE_80 % und DE_95 %						
	Erdgas		Biogas		Gesamt	
	Absolut [t/a]	Relativ [%]	Absolut [t/a]	Relativ [%]	Absolut [t/a]	Relativ [%]
2020	5.244	39,8	23.868	63,5	29.111	57,3
2030	5.711	43,3	19.766	52,6	25.477	50,2

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Bei den Stickoxiden zeigt sich, dass die durch Erdgas-BHKWs verursachten Emissionen durch Einsparungen von 63,9 % im Jahr 2020 bzw. 66 % im Jahr 2030 zwar deutlich sinken, jedoch werden diese Einsparungen durch die NO_x-Emissionen der Biogas-BHKWs im Jahr 2030 nahezu ausgeglichen. Da in der TA Luft 2017 keine Absenkung des NO_x-Grenzwerts für mit Biogas betriebene Gasmotor-BHKWs geplant ist, erhöht sich deren Stickoxidausstoß aufgrund des gestiegenen Strombedarfs sowie des steigenden Anteils an Biogas an der dezentralen Stromerzeugung um 21,7 % im Jahr 2020 bzw. 58,1 % im Jahr 2030. Ohne eine Absenkung der Grenzwerte für Biogas führt dies zu einer Gesamtreduktion der NO_x-Emissionen von nur 24,4 % im Jahr 2020 bzw. 8,8 % im Jahr 2030.

Pro Kilowattstunde erzeugten Stroms werden 2020 beim Betrieb mit Erdgas 1.308 mg (entspricht 80,0 %) emittiert. Da der Grenzwert für die NO_x-Emissionen beim Betrieb mit Biogas nicht gesenkt wird und bis zum Jahr 2020 keine nennenswerte Wirkungsgradsteigerung zu erwarten ist, ergibt sich hier keine Einsparung. Bis zum Jahr 2030 erhöht sich die Einsparung aufgrund der Wirkungsgradsteigerung minimal auf 80,9 % für den Betrieb mit Erdgas und auf 4,3 % für den Betrieb mit Biogas.

Tab. 4-4 Einsparungspotenzial der Stickoxid-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW_{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs

Stickoxide						
Szenarienbereich DE_80 % & DE_95 %						
	Erdgas		Biogas		Gesamt	
	Absolut [t/a]	Relativ [%]	Absolut [t/a]	Relativ [%]	Absolut [t/a]	Relativ [%]
2020	14.036	63,9	- 4.087	- 21,7	9.949	24,4
2030	14.503	66,0	- 10.923	- 58,1	3.580	8,8
Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehremissionen)						
Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr. Minuswerte bedeuten zusätzliche Emissionen.						

Bei den aus einer unvollständigen Verbrennung resultierenden Formaldehyd-Emissionen kann bei den Erdgas-BHKWs von einer Reduktion um 39,8 % im Jahr 2020 bzw. 43,3 % im Jahr 2030 ausgegangen werden. Der durch Biogas-BHKWs verursachte Formaldehyd-Ausstoß sinkt dabei um 59,4 % im Jahr 2020 bzw. 47,3 % im Jahr 2030, was zu einer Gesamtreduktion von 48,8 % im Jahr 2020 bzw. 45,1 % im Jahr 2030 führt. Pro Kilowattstunde werden damit bei Erd- und Biogas-BHKWs im Jahr 2020 131 mg (entspricht 66,7 %) und im Jahr 2030 134 mg/kWh (entspricht 68,1 %) eingespart.

Tab. 4-5 Einsparungspotenzial der Formaldehyd-Emissionen exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW_{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs

Formaldehyd						
Szenarienbereich DE_80 % & DE_95 %						
	Erdgas		Biogas		Gesamt	
	Absolut [t/a]	Relativ [%]	Absolut [t/a]	Relativ [%]	Absolut [t/a]	Relativ [%]
2020	1.049	39,8	1.341	59,4	2.389	48,8
2030	1.142	43,3	1.067	47,3	2.209	45,1

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Mikrogasturbinen

Die Kohlenmonoxid-Emissionen werden beim Marktführer Capstone derzeit mit 50 mg/Nm³ bei 15 vol.- % Restsauerstoff angegeben. Andere Hersteller liegen mit 19 mg/Nm³ bereits deutlich darunter. Daher wird diese Spanne als minimaler und maximaler Bezugswert bei der Abschätzung des Kohlenmonoxid-Reduktionspotenzials berücksichtigt. Mittelfristig kann technologiebedingt mit einer Absenkung des CO-Ausstoßes auf 12,5 mg/Nm³ gerechnet werden. Dies führt, in Abhängigkeit des aktuellen Minimal- bzw. Maximalwerts, zu einer Reduktion der Kohlenmonoxid-Emissionen um 7,4 – 64,8 % im Jahr 2020 und um 11,1–66,2 % im Jahr 2030. Pro Kilowattstunde erzeugten Stroms, werden brennstoffunabhängig 78 – 400 mg im Jahr 2020 bzw. 95–417 mg im Jahr 2030 eingespart. Dies entspricht einer Einsparung pro Kilowattstunde von 39,7 – 77,1 % im Jahr 2020. Bis 2030 kann die Einsparung auf 48,3 – 80,4 % gesteigert werden.

Tab. 4-6 Einsparungspotenzial der Kohlenmonoxid und Stickoxid-Emissionen exemplarisch anhand eines MGT-BHKWs mit 200 kW_{el}

Andere Emissionen / Kilowattstunde Strom		
Szenarienbereich DE_80 % und DE_95 %		
Relativ [%]	Kohlenmonoxid	Stickoxid
2020	39,7 – 77,1	69,4
2030	48,3 – 80,4	79,8

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Aktuell beträgt der Stickoxidausstoß von Mikrogasturbinen ca. 30 mg/Nm³. Technologiebedingt ist mittelfristig mit einer Verringerung der Emissionen auf 10 mg/Nm³

zu rechnen. Damit lassen sich 2020 78 mg/kWh und 2030 95 mg/kWh Strom einsparen. Somit können die Stickoxidemissionen pro Kilowattstunde erzeugten Stroms um 69,4 % im Jahr 2020 bzw. 79,8 % im Jahr 2030 gesenkt werden.

Im Gegensatz zum Abgas von Gasmotoren enthält das Abgas von Gasturbinen kein Formaldehyd.

Vergleich Emissionen Gasmotor - Mikrogasturbine

Zur besseren Einschätzung der Emissionen der Gasmotor- sowie der Mikrogasturbintentechnologie werden im Folgenden die Abgasemissionen eines BHKWs mit Gasmotor und Mikrogasturbine mit je 200 kW elektrischer Leistung beispielhaft verglichen. Dabei werden typische Luftzahlen von $\lambda=6,1$ für die Mikrogasturbine und $\lambda=1,75$ für den Magermotor angenommen. Als Zahlenwert wird jeweils das Verhältnis von mg-Schadstoffemission der Mikrogasturbine zu mg-Schadstoffemission des Gasmotors pro Kilowattstunde erzeugten Stroms angegeben.

Damit betragen die Kohlenmonoxid-Emissionen der Mikrogasturbine für die Stromerzeugung mit Erdgas pro Kilowattstunde derzeit 20,1 – 52,9 % der Emissionen des Gasmotors. Unter Berücksichtigung der Senkung des Schadstoffausstoßes und der Wirkungsgradsteigerung beträgt der Schadstoffausstoß der Mikrogasturbine im Jahr 2030 ca. 32,5 % des CO-Ausstoßes des Gasmotors. Bei Biogas-BHKWs emittiert die Mikrogasturbine derzeit 6 – 15,9 % und im Jahr 2030 10,8 % der CO-Emissionen des Gasmotors.

Bei den Stickoxiden emittiert die Mikrogasturbine derzeit 19 % der Emissionen des Gasmotors. Bis ins Jahr 2030 wird dieser Wert für Erdgas auf 26 % ansteigen, da eine stärkere Senkung des Grenzwertes für Gasmotoren (auf 1/5 des derzeitigen Werts) als für Mikrogasturbinen (auf 1/3 des derzeitigen Werts) zu erwarten ist.

Für den Fall der Biogas-BHKWs werden die NO_x -Emissionen der Mikrogasturbinen im Jahr 2030 5,2 % der Gasmotor-Emissionen betragen, falls der Grenzwert der Gasmotoren für Biogas nicht weiter gesenkt wird.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Gasmotoren

Aus der Steigerung des elektrischen Wirkungsgrads ergibt sich analog zu den Treibhausgasemissionseinsparungen bei der Gasmortortechnologie eine Primärenergieeinsparung in Höhe von 4,3 % im Jahr 2030 bis zu 8,3 % im Jahr 2050. Unter der Annahme, dass der hohe Anteil der Gasmotoren im BHKW-Bereich bestehen bleibt, kann im Jahr 2030 eine Einsparung von 16,2 – 29,8 PJ/a bis hin zu 29,3 – 44,8 PJ/a im Jahr 2050 für beide Szenarienbereiche DE_80 % und DE_95 % erreicht werden.

Tab. 4-7 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Wirkungsgradsteigerung eines Gasmotors in Deutschland im Vergleich zu heute

Einheit	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	%	PJ/a	%	PJ/a
2030	4,3	16,2 – 29,8	4,3	16,2 – 29,8
2040	5,7	21,1	5,7	21,6
2050	8,3	29,3 – 44,8	8,3	31,5 – 44,8

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Mikrogasturbinen

Aufgrund des hohen Steigerungspotenzials bei der Mikrogasturbinentechnologie von über 33 % bis 2050 kann mit einer Reduktion des Primärenergieeinsatzes von 21,4 % im Jahr 2030 und 25 % im Jahr 2050 gerechnet werden. Der absolute Primärenergieverbrauch der Strom- und Wärmeerzeugung durch die Mikrogasturbinentechnologie ist, insbesondere in Bezug auf die Stromerzeugung, aufgrund des geringeren Wirkungsgrades aktuell höher. Über die Jahre gleicht sich das Niveau des Wirkungsgrads und damit des Primärenergieverbrauchs der Mikrogasturbinen an das der Gasmotoren an.

Sollte sich das MGT/SOFC-Hybridkraftwerk als Technologie langfristig durchsetzen, würde sich die Primärenergieeinsparung nochmals erhöhen. Im Vergleich zum aktuellen Stand der Technik der Mikrogasturbinentechnologie kann der Primärenergieeinsatz im Jahr 2030 um 45 % und im Jahr 2050 um über 49 % reduziert werden.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Die Berechnung der Stromgestehungskosten wurde auf Basis der Preisentwicklung des Brennstoffes Erdgas durchgeführt. Die Stromgestehungskosten berücksichtigen die

- Investitionskosten
- Fixe & variable Betriebskosten
- Brennstoffkosten
- Gutschrift für die erzeugte Wärmemenge

Die Investitionskosten beinhalten sowohl die Kosten des BHKW-Moduls als auch die Kosten, die für die Installation und den Aufbau der gesamten BHKW-Anlage benötigt werden. Die Abschreibung erfolgte über die Lebensdauer der BHKWs, die mit der heute üblichen Laufzeit von 80.000 Volllaststunden angenommen wurde. Hierbei wurde unterstellt, dass diese bis 2050 konstant bleiben. Der Amortisationszeitraum in Jahren wurde mit Hilfe der Volllaststunden bestimmt, die auf Basis der „minimal“-Prognose der Stromerzeugung durch BHKWs mit Erdgas und der installierten Leistung der mit Erdgas betriebenen BHKWs erwartet werden. Hierbei wurde

der Amortisationszeitraum auf maximal 20 Jahre begrenzt. Dies trifft insbesondere auf das Jahr 2050 zu, in denen die Amortisationszeit aufgrund der Lebensdauer mehr als 20 Jahre betragen würde.

Die Betriebskosten beinhalten die Inspektion, Wartung und Instandsetzung der Verschleißteile. Zusätzlich wurde die Generalüberholung, die mit 20 % der Instandhaltungskosten angenommen wurde, mit eingerechnet.

Die im Folgenden verwendeten Ausgangswerte für die Modulkosten und Betriebskosten des aktuellen Stands der Technik entsprechen bekannten Daten aus der Literatur (BHKW-Kenndaten 2014/2015; IFAM, prognos, IREES, BHKW-Consult 2014; U.S. Environment Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership 2015).

Die Brennstoffkosten für Erdgas entsprechen den Werten des Aktuelle-Maßnahme-Szenarios (AMS) mit einem Anstieg von 2,74 ct/kWh im Jahr 2012, 2,92 ct/kWh im Jahre 2020, 3,38 ct/kWh im Jahr 2030, 4,1 ct/kWh im Jahr 2040 über bis zu 5,0 ct/kWh im Jahre 2050.

Die Wärmeerlöse wurden als Einsparung der für die Wärmeerzeugung benötigten Brennstoffmenge in einem Gasbrennwertkessel mit einem über den Zeitraum konstanten thermischen Wirkungsgrad von 92 % berücksichtigt.

Für die Bestimmung der direkten und indirekten Kostenersparnis bzw. Kostenerrhöhung werden zusätzlich die vermiedenen CO₂-Kosten auf Basis der Zertifikatspreise für die Szenarienbereiche KS 80 und KS 90 des Klimaschutzszenarios 2050 (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) verwendet.

Gasmotoren

Durch die hohe technische Herstellungsreife der Technologie sowie der teilweise bereits eingesetzten Vormontierung von Anlagenmodulen werden die Investitionskosten sowie die Instandhaltungskosten zukünftig nur eine moderate Reduktionen erfahren. Dies wird insbesondere durch die zukünftige Erhöhung der Kosten durch effizientere Schadstoffemissionsreduktionsmaßnahmen erschwert. Bei den aktuell diskutierten zukünftigen Anforderungen der Novellierung der TA Luft¹⁵ kann von einer Steigerung der Investitionskosten und der variablen Betriebskosten in Höhe von 10 % ausgegangen werden. Diese werden in den Kosten ab 2020 einmalig mit berücksichtigt. Eine Abschätzung möglicher späterer Kosten durch eine weitere zukünftige Verschärfung der Emissionsvorschriften ist nicht möglich. Die fixen Betriebskosten pro installierter elektrischer Leistung und Jahr werden über den Zeitraum als konstant angesehen. Beispielhaft für den großen Leistungsbereich wurden im Folgenden die Stromgestehungskosten von Gasmotor-BHKWs mit 200 und 500 kW elektrischer Leistung berechnet.

15

TA Luft, http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Luft/taluft_entwurf_bf.pdf

Tab. 4-8 Techno-ökonomische Kenndaten Gasmotor (Erdgas), Leistungsbereich 200 – 500 kW_{el}

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Elektrischer Wirkungsgrad	%	37 – 41	37 – 41	38,6 – 42,8	39,2 – 43,5	40 – 44,7
Gesamtwirkungsgrad	%	83 – 85	83 – 85	85,9 – 88	87,1 – 89,2	89 – 91
Volllaststunden DE_80 %	h	3.448	5.063	4.979	4.886	3.543
Lebensdauer	h	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	1.245 – 1.430	1.370 – 1.580	1.307 – 1.500	1.245 – 1.430	1.180 – 1.360
Variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,013 – 0,017	0,0145 – 0,0187	0,0135 – 0,018	0,013 – 0,017	0,012 – 0,016
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kW _{el} /a	15 – 20	15 – 20	15 – 20	15 – 20	15 – 20
Stromgestehungskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,080 – 0,088	0,079 – 0,087	0,081 – 0,088	0,087 – 0,094	0,099 – 0,106
Vermiedene CO ₂ -Zertifikatskosten	ct ₂₀₁₅ /kWh			0,11 – 0,21	0,26 – 0,46	0,55 – 0,94

Quelle: Verfügbare Angaben verschiedener Hersteller sowie BHKW Kenndaten aus BHKW-Kenndaten (2014/2015), U.S. Environment Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership (2015), eigene Abschätzung sowie Berechnung für den Brennstoff Erdgas

Durch die moderaten Reduktionspotenziale der Investitionskosten sowie der Betriebskosten werden die zukünftigen Stromgestehungskosten maßgeblich durch den Brennstoffpreis bestimmt. Aufgrund der höheren Volllaststunden verändern sich die Stromgestehungskosten im Jahr 2020 und 2030 im Vergleich zu heute trotz erhöhter Kosten der Emissionsminderung zunächst nicht. Aufgrund der höheren Brennstoffkosten sowie der geringeren Volllaststunden steigen die Stromgestehungskosten im Jahr 2040 auf 8,7 – 9,4 ct/kWh und auf 9,9 – 10,6 ct/kWh im Jahr 2050.

Aufgrund der höheren Wirkungsgrade können zukünftig im Vergleich zum heutigen Stand der Technik die Kosten für die benötigten CO₂-Zertifikate reduziert werden. Pro kWh erzeugten Stroms kann hierbei im Szenarienbereich DE_80 % beim Gasmotor mit 200 bzw. 500 kW elektrischer Leistung im Jahr 2030 0,11 ct bzw. 0,12 ct, im Jahr 2040 0,26 ct bzw. 0,28 ct und im Jahr 2050 0,55 ct bzw. 0,6 ct eingespart werden. Im Szenarienbereich DE_95 % belaufen sich die Einsparungen im Jahr 2030 auf 0,19 ct/kWh bzw. 0,21 ct/kWh, im Jahr 2040 auf 0,41 ct/kWh bzw. 0,46 ct/kWh und im Jahr 2050 auf 0,85 ct/kWh bzw. 0,94 ct/kWh.

Da die vermiedenen CO₂-Kosten den Anstieg der Stromgestehungskosten nicht ausgleichen können, entstehen ab 2040 Mehrkosten.

Unter dem Gesichtspunkt der aktuell vorherrschenden Gasmotortechnologie im BHKW-Bereich kann für die durch alle BHKWs erzeugte Strommenge auf Basis des Gasmotors mit 500 kW elektrischer Leistung im Szenarienbereich DE_80 % von Einsparungen von 0,013 bis 0,025 Mrd. €/a im Jahre 2030 und von Mehrkosten in Höhe von 0,53 Mrd. €/a bis 0,81 Mrd. €/a ausgegangen werden. Im Szenarienbe-

reich DE_95 % belaufen sich die Einsparungen im Jahr 2030 auf 0,048 bis 0,089 Mrd. €/a und die Mehrkosten im Jahr 2050 auf 1,16 bis 1,64 Mrd. €/a.

Tab. 4-9 **Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale und Mehrkosten (Minuswerte) durch Technologiefeld Gasmotor mit 500 kW elektrischer Leistung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)**

Mrd. € _{2015/a}	Szenarienbereich	Szenarienbereich
	DE_80 %	DE_95 %
2020	0,032	0,032
2030	0,013 – 0,025	0,048 – 0,89
2040	- 0,19	- 0,21
2050	- 0,53 – - 0,81	- 1,16 – - 1,64

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehrkosten)

Mikrogasturbinen

Im Gegensatz zu Gasmotoren sind bei Mikrogasturbinen zukünftig deutliche Steigerungen des elektrischen Wirkungsgrads und eine Reduzierung der Investitionskosten zu erwarten. Allerdings liegen die aktuellen Investitionskosten deutlich über den Kosten der Gasmotortechnologie gleicher Leistung und werden sich diesen bis 2050 angleichen.

Im Folgenden werden beispielhaft die Stromgestehungskosten einer Mikrogasturbine sowie eines MGT/SOFC-Hybridkraftwerks mit 100 bis 200 kW elektrischer Leistung berechnet. Beim Hybridkraftwerk wird davon ausgegangen, dass die Investitionskosten der Kopplung der Mikrogasturbine mit der Hochtemperaturbrennstoffzelle sowie die Brennstoffzelle selber auf selben Kostenniveau pro installierter Leistung der Mikrogasturbine liegen. Die Markteinführung des Hybridkraftwerks wird für das Jahr 2030 angesetzt. Weiterhin wurde angenommen, dass die fixen Betriebskosten über die Jahre konstant bleiben und vergleichbar mit dem Gasmotor gleicher Leistung sind. Die variablen Betriebskosten der Mikrogasturbinen sind im Vergleich zu Gasmotor-BHKWs bei gleicher Leistung technologiebedingt geringer. So sind die Stromgestehungskosten der Mikrogasturbinentechnologie überwiegend von der Reduktion der Investitions- und Instandhaltungskosten abhängig. Dadurch sinken die Stromgestehungskosten einer Mikrogasturbine mit 200 kW elektrischer Leistung von aktuell 10,5 ct/kWh auf 8,4 ct/kWh im Jahr 2030 und steigen anschließend auf 9,8 ct/kWh im Jahr 2050. Aufgrund der geringeren Brennstoffkosten können beim Hybridkraftwerk bei ansonsten ähnlichen Bedingungen geringere Stromgestehungskosten erreicht werden. So liegen diese mit 8,2 ct/kWh im Jahr 2030 und 9,7 ct/kWh leicht unterhalb der Kosten der Mikrogasturbine.

Tab. 4-10 Techno-ökonomische Kenndaten Mikrogasturbine (Erdgas), Leistungsbereich 100 - 200 kW_{el}

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Elektrischer Wirkungsgrad	%	30 – 33	33 - 36	42 / 60*	44 / 65*	44 / 65*
Gesamtwirkungsgrad	%	80 – 81	82 - 84	88 / 90*	91 / 92*	91 / 92*
Volllaststunden DE_80 %	h	3.448	5.063	4.979	4.886	3.543
Lebensdauer	h	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	2.250 – 2.600	2.100 – 2.450	1.800	1.580	1.400
Variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,012	0,01	0,009	0,009	0,008
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kW _{el} /a	20	20	20	20	20
Stromgestehungskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,105 – 0,113	0,089 – 0,108	0,084 / 0,082*	0,086 / 0,085*	0,098 / 0,097*
Vermiedene CO ₂ -Zertifikatskosten	ct ₂₀₁₅ /kWh		0,12–0,16	0,68 – 1,2 / 1,4 – 2,5*	1,4 – 2,2 / 2,8 – 4,4*	2,1 – 3,2 / 4,1 – 6,3*

* Hybridkraftwerk bestehend aus der Kopplung von Mikrogasturbine und Hochtemperaturbrennstoffzelle

Quelle: Verfügbare Angaben verschiedener Hersteller sowie BHKW Kenndaten aus U.S. Environment Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership (2015), eigene Abschätzung sowie Berechnung für den Brennstoff Erdgas

Aufgrund der steigenden Wirkungsgrade fällt die Kostenreduktion der benötigten CO₂-Zertifikate im Vergleich zum aktuellen Stand der Technik deutlicher aus als bei der Gasmotorenteknologie. Diese belaufen sich im Szenarienbereich DE_80 % bei der Mikrogasturbine bzw. beim Hybridkraftwerk mit 200 kW elektrischer Leistung im Jahr 2030 auf 0,68 bzw. 1,4 ct/kWh und steigen auf 2 bzw. 4 ct/kWh im Jahr 2050. Im Szenarienbereich DE_95 % ist eine weitere Reduktion der Kosten von 1,2 bzw. 2,5 ct/kWh im Jahre 2030 bis zu 3,2 bzw. 6,3 ct/kWh zu erwarten.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Der nationale BHKW-Absatzmarkt beträgt nach Angaben in Deutschland tätiger Hersteller seit 2011 zwischen ca. 1.900 und 2.250 MW_{el} (Energie & Management 2016). Der fossile Markt schwankt seit 2011 zwischen 439 und 566 MW_{el}. Hinzu kommen die biogenen BHKWs, die im selben Zeitraum insbesondere aufgrund politischer Rahmenbedingungen starke Schwankungen zwischen 237 und 847 MW_{el} erfahren haben. Der fossile und biogene nationale Zubau nach Abzug der Ersatzanlagen betrug in den letzten Jahren zwischen 250 und 500 MW_{el}. Der Export stieg von 996 auf 1295 MW_{el} im Jahr 2013 und liegt seitdem zwischen 1200 und 1300 MW_{el}. Während die Absatzzahlen von BHKWs mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 MW in den letzten Jahren relativ konstant geblieben sind, konnten insbesondere die BHKWs zwischen 50 kW und 1 MW eine deutliche Steigerung verbuchen.

Der BHKW Bestand wird sich im Szenarienbereich DE_80 % als auch im Szenarienbereich DE_95 % bis zum Jahr 2030 auf 8,5 GW elektrischer Leistung erhöhen und an-

schließlich bis zum Jahr 2050 leicht abfallen. Dies bedeutet, dass der durchschnittliche Nettozubau in der Größenordnung der vergangenen Jahre liegen wird. Unter der Annahme, dass die Ersatzanlagen in den nächsten Jahren aufgrund des Anstiegs der Gesamtanzahl langsam ansteigen, kann zukünftig konservativ von ähnlichen jährlichen inländischen Absatzzahlen um ca. 900 MW_{el} ausgegangen werden. Nach dem Jahr 2030 wird vor allem das Ersatzgeschäft bestimmend sein. Hierbei kann unter Berücksichtigung der Einsatzdauer ein Absatzmarkt von etwa 500–600 MW_{el} angenommen werden.

Bei den in Deutschland tätigen Unternehmen handelt es sich größtenteils um nationale Hersteller von BHKW-Systemen. Allerdings basieren etliche BHKW-Systeme auf Gasmotor- oder Gasturbinenmodulen von anderen nationalen und internationalen Herstellern, so dass keine exakte Aussage über die inländische Wertschöpfung deutscher Hersteller gemacht werden kann. Weiterhin gibt es in Deutschland tätige Firmen, die Gasmotoren ausländischer Tochterunternehmen vertreiben. Als Beispiel hierfür ist die Firma GE mit ihrem Tochterunternehmen GE Jenbacher GmbH zu nennen. Der Marktführer nach installierter elektrischer Leistung des Jahres 2016 fertigt die Motoren in Österreich und verfügt aktuell über einen nationalen Marktanteil von etwas über 10 %.

Für den Anteil der inländischen Wertschöpfung der nationalen BHKW-Modulherstellung wird im Folgenden von 75 % ausgegangen. Weiterhin wird angenommen, dass die Anlageninstallation sowie die Wartung der BHKW-Anlagen durch die nationalen Hersteller oder die nationalen Vertriebs- und Serviceniederlassungen erfolgen. Für die Abschätzung der inländischen Wertschöpfung wird ein Gasmotor-BHKW mit 200 kW elektrischer Leistung angenommen, das in etwa der aktuell abgesetzten durchschnittlichen BHKW-Leistung in Deutschland entspricht. Hierbei werden 2030 ca. 45 % oder 0,94 Mrd. € des Gesamtumsatzes über das Wartungsgeschäft erzielt. Der Vertrieb sowie die Installation der BHKWs tragen mit über 1,1 Mrd. € zu ca. 55 % der gesamten Wertschöpfung bei. Der Anteil der Wartung wird ab dem Jahr 2030 zunehmen und erreicht 2050 einen Anteil von 55 %.

Tab. 4-11 Inländische Wertschöpfung basierend auf Technologiefeld BHKW hinsichtlich des nationalen Absatzmarktes

Mrd. € _{2015/a}	National
2015 – 2030	2,1
2030 – 2050	1,4

Der Export von BHKW-Anlagen entsprach in den vergangenen Jahren einem Anteil von ca. 60 % des gesamten Absatzes national tätiger Unternehmen. Im Jahre 2015 betrug der Absatz 1238 MW_{el} (Energie & Management 2016). Im Vergleich zu den im Inland verkauften BHKW-Modulen haben Anlagen, die ins Ausland exportiert werden, eine durchschnittliche elektrische Leistung von 860 kW. Damit kann die inländische Wertschöpfung auf Basis der verkauften BHKW-Module ohne Installation und Wartung aktuell auf über 500 Mio. € geschätzt werden.

Im Gegensatz zum zukünftigen nationalen Absatzmarkt gehen zahlreiche deutsche Hersteller insbesondere aufgrund der zu erwartenden Erhöhung der BHKW-Anlagen in Europa sowie weltweit von einer deutlichen Steigerung im zweistelligen Bereich im Export in den nächsten Jahren aus. Eine genaue Prognose kann wegen fehlender Informationen aber nicht gegeben werden.

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Deutschland verfügt über eine verhältnismäßig starke Position im Bereich der Gas-motor-BHKW. Die seit Jahren regelmäßig durchgeführten BHKW-Umfragen der Fachzeitschrift „Energie & Management“ sowie dem Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung (BKWK) zeigen einen relativ stabilen Absatzmarkt. Im Jahr 2016 gab es allerdings einen erkennbaren Rückgang der Absatzzahlen, welche jedoch vor allem auf politische Rahmenbedingungen zurückgeführt werden. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang die Änderungen bei der EEG-Umlage, welche vermutlich zu vorgezogenen Investitionen geführt haben, sowie die Aussicht auf evtl. steigende Fördersätze mit der KWKG-Novelle, welche Investitionen in das nächste Jahr verzögert haben könnte (Energie & Management 2016).

Der im Rahmen der BHKW-Umfrage ermittelte Exportanteil der teilnehmenden Hersteller liegt über Jahre stabil bei deutlich über 50 %. Da Deutschland selbst weltweit zu den größeren Märkten im BHKW Bereich zählt, kann im Bereich der Gasmotor-BHKW durchaus von einer mindestens wettbewerbsfähigen bis führenden Stellung gesprochen werden.

Tab. 4-12 National installierte sowie exportierte Motor-BHKW-Leistung in Deutschland agierender Hersteller

Jahr	National installierte Leistung		Exportierte installierte Leistung	
	[MW _{el}]	[%]	[MW _{el}]	[%]
2012	804	42	1118	58
2013	771	37	1295	63
2014	969	45	1206	55
2015	740	37	1238	63

Quelle: *Energie & Management 2016*

Dahingegen wird die relativ junge Technologie der Mikrogasturbinen-basierten BHKWs vor allem durch Firmen in den USA geprägt, insbesondere durch die Firma Capstone Turbine Corporation, die ihren nationalen Vertrieb über deutsche Unternehmen wie beispielsweise die Firma E-quad Power Systems GmbH organisiert. In der Leistungsklasse von 30 kW – 1000 kW ist die durch ihre militärische Entwicklungshistorie sowie durch das Department of Energy unterstützte kalifornische Firma weltweit Marktführer.

Allerdings ist das Interesse an dieser Technologie in den vergangenen Jahren sowohl in Deutschland als auch in Europa gestiegen. Seit ein paar Jahren ist beispielsweise die Firma Dürr mit einer Mikrogasturbine mit 100 kW elektrischer Leistung auf dem Markt, die auf der AET 100 der Firma Ansaldo Energia basiert. Eine Neuentwicklung mit ca. 120 kW elektrischer Leistung wird für das nächste Jahr erwartet. Des Weiteren wurden in den vergangenen 10 Jahren zahlreiche nationale Forschungsprojekte von Forschungseinrichtungen, Energieversorgern sowie Anlagenbauern im Bereich Mikrogasturbinen sowie Mikrogasturbinen-basierte Hybridkraftwerke initiiert. In Europa arbeiten zudem zahlreiche Start-up Unternehmen an der Entwicklung von Mikrogasturbinen für unterschiedliche Größen von 3 kW – 300 kW elektrischer Leistung.

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Für die Betrachtung der Entwicklung der öffentlichen F&E-Budgets im internationalen Vergleich wurde auf Basis der IEA-Datenbank eine Übersicht zusammengestellt. Für den Status Quo als Referenz musste aufgrund des unvollständigen Datenbestandes für Deutschland das Jahr 2013 gewählt werden. Der Technologiebereich BHKW wurde durch den Flow 344 „Applications for heat and electricity“ erfasst. Es waren keine weiteren Übereinstimmungen zu finden.

Als Vergleichsland wurde Dänemark gewählt, welches mit einem KWK-Anteil bei der Energieversorgung von über 50 % eine Spitzenposition einnimmt. Dieser Umstand ist konsequenten politischen Rahmenbedingungen zu verdanken, welche einen Ausbau der KWK über die letzten Jahrzehnte begünstigt haben.

Tab. 4-13 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld „Applications for heat and electricity“ – Input-Orientierung

Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene – Deutschland		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung Status Quo (2013)	M€	7,335
Zeitlicher Trend (2005-2013)	+M€/a	+0,13
Zeitlicher Trend (2005-2013)	+ %/a	+1,77
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2013)	M€	838,6
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget (2013)	%	0,87
Zeitlicher Trend (2005-2013)	+ %/a	-0,08
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene - Dänemark		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung Status Quo (2015)	M€	2,291
Zeitlicher Trend (2005-2015)	+M€/a	+0,15
Zeitlicher Trend (2005-2015)	+ %/a	+6,33
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	M€	141,9
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget (2015)	%	1,61
Zeitlicher Trend (2005-2015)	+ %/a	+0,03

Aufgrund der strikten Anweisungen des Kriterienrasters wurden die o.g. Werte zwar aufgestellt, es muss jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass das vorgegebene Vorgehen und die generierten Werte unzureichend für eine belastbare Bewertung sind.

Aus den stark schwankenden Budgetbeträgen kann zwar ein linearer Trend errechnet werden, die jährlichen Abweichungen sind jedoch erheblich. Ein reales Trendverhalten ist nicht eindeutig erkennbar, siehe folgende Abbildung.

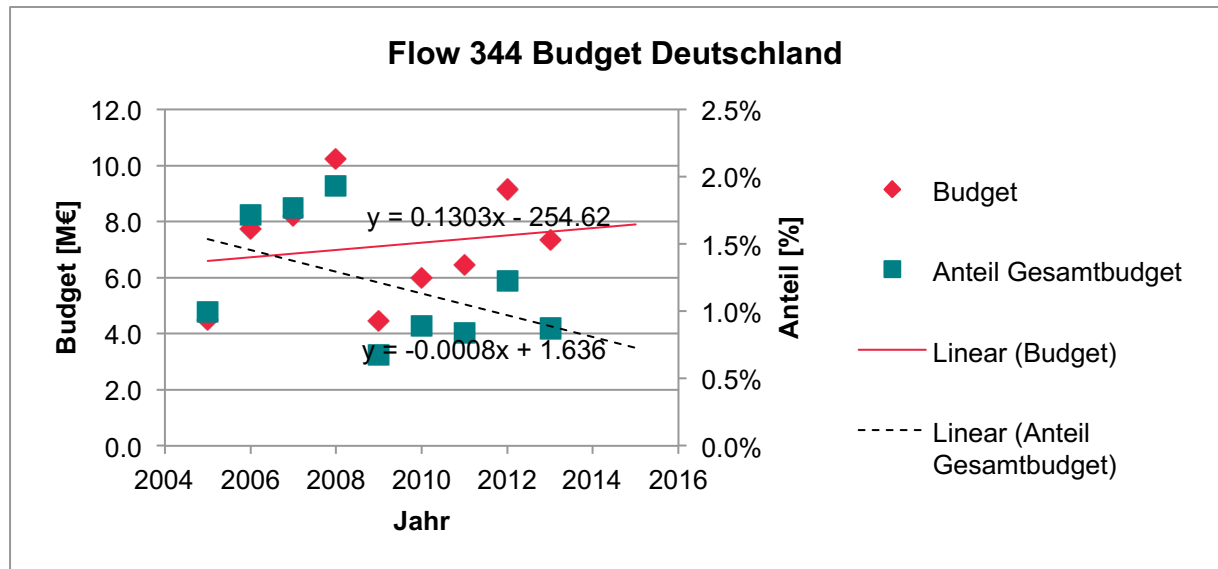


Abb. 4-1 F&E-Budget (IEA-Datenbank) für „Flow 344 – Applications for heat and electricity“ und relativer Anteil am Gesamtbudget in Deutschland

Quelle: Daten siehe Kapitel 6.1

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Für eine Publikationsanalyse mittels Scopus wurden folgende Schlagwortgruppen verwendet und das Suchgebiet auf den Bereich „Energy“ eingeschränkt:

- CHP / cogeneration / co-generation / combined heat and power
- MGT / micro turbine / micro gas turbine
- Gas engine

In der Darstellung der relativen Anteile an weltweiten Veröffentlichungen ist ein leicht ansteigender Trend in den Bereichen „Gasmotor“ sowie eine leicht abnehmende Tendenz auf dem Gebiet „Mikrogasturbinen“ erkennbar. Auch hier gilt, dass die Streubreite der Werte zu hoch für eine sinnvolle Beurteilung ist und die Aussagekraft als kritisch bewertet werden muss. Bezieht man den Anteil der CHP-Aktivität am weltweiten Publikationsaufkommen von etwa 9 % beispielsweise auf den Anteil der Wirtschaftskraft der BRD am Welt-BIP (etwa 4,2 %¹⁶), so lässt sich daraus relativ gesehen eine überdurchschnittliche wissenschaftliche Aktivität ableiten. Für die Teilbereiche liegt diese etwa im Durchschnitt, für den Gasmotor eher höher und steigend.

¹⁶

Jahr 2016 gemäß <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/159798/umfrage/entwicklung-des-bip-bruttoinlandsprodukt-weltweit/>

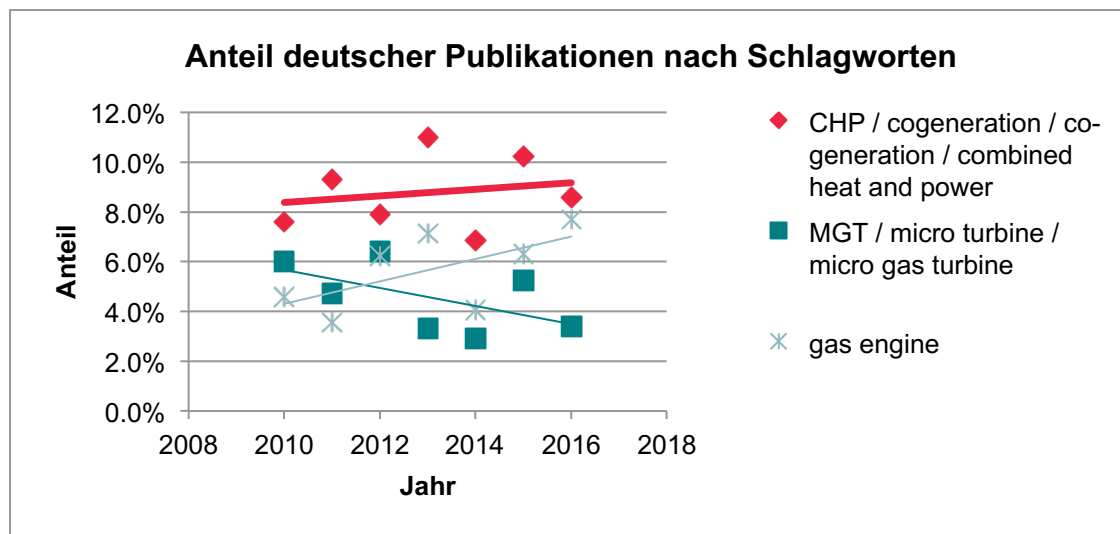


Abb. 4-2 Anteil deutscher Publikationen nach Schlagworten gemäß Scopus

Quelle: Daten siehe Kapitel 6.2

Für die Patentanalyse mittels DAPATISnet wurden die gleichen Schlagwortgruppen wie bei der Untersuchung der Publikationen verwendet. Auch hier deckt sich der relativ stabile Anteil an der Patentaktivität von etwa 7-10 % für den gesamten CHP-Bereich mit der Aussage der Publikationsanalyse. Verglichen mit dem deutschen Anteil am Welt-BIP ist die Aktivität verhältnismäßig hoch. Bei den Gasmotoren ist das Verhalten erkennbar stabil und leicht überdurchschnittlich, bei den Gasturbinen stark fluktuierend.

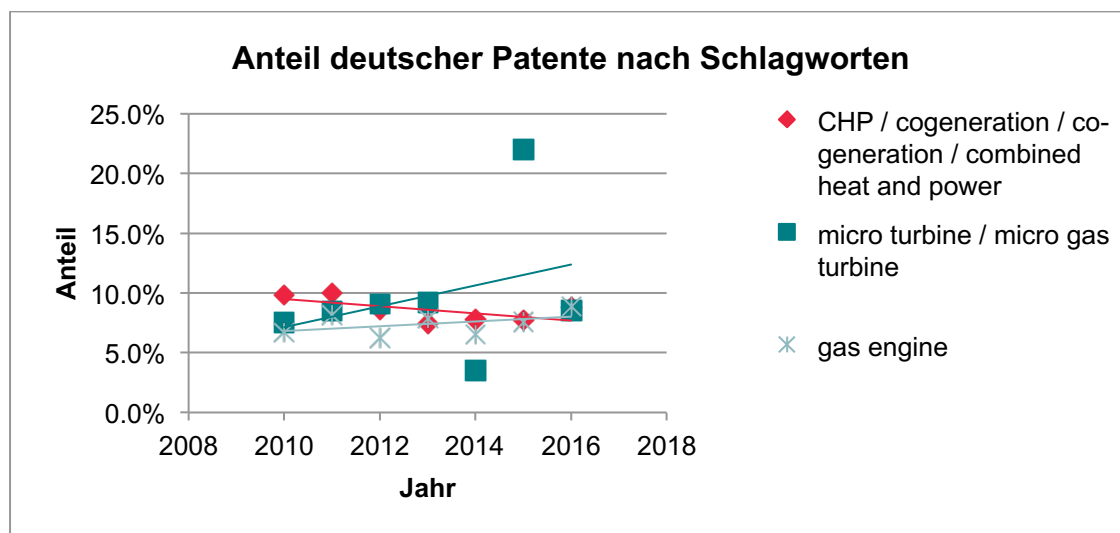


Abb. 4-3 Anteil deutscher Patente nach Schlagworten gemäß DEPATISnet

Quelle: Daten siehe Kapitel 6.3

Tab. 4-14 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Motor- und Gasturbinen-BHKW – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
(Relativer) Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	52
	% bzgl. Welt	6,9
Zeitlicher Trend (2010-2016)	%/a bzgl. Absolutwert	7,2
	%/a bzgl. Relativwert	1,9
Patente (nach Anmeldejahr) als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	84
	% bzgl. Welt	7,8
Zeitlicher Trend (2010-2016)	%/a bzgl. Absolutwert	0,6
	%/a bzgl. Relativwert	-0,04

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Marktakzeptanz von BHKWs aller Technologien der Objektversorgung und der Industrie ist stark durch die Wirtschaftlichkeit geprägt. Diese ist insbesondere von der Stromeigennutzungsquote sowie den Strombezugskosten abhängig. Der Vorteil der Stromeigennutzung wurde allerdings im Rahmen des aktuellen KWK-Gesetzes 2016 deutlich verringert. Dies ist für den industriellen Bereich insofern erschwerend, als dass aufgrund der Unternehmensvorgabe kurzer Amortisationszeiten aus Risikogesichtspunkten BHKW Konzepte trotz positiver Verzinsung des eingesetzten Kapitals in der Regel selten oder nicht umgesetzt werden. Ein weiterer Punkt betrifft die fehlende Aufmerksamkeit für das Thema Kraft-Wärme-Kopplung und Energieeffizienz, da Energiekosten in den meisten Unternehmen nur einen kleinen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen. Insbesondere in kleinen und mittleren Unternehmen stellen fehlende personelle Kapazitäten und Knowhow weitere Hindernisse dar.

Bei Kleinanlagen in der Objektversorgung, den Mikro- oder Mini-BHKWs, ist die Wirtschaftlichkeit aufgrund der hohen Investitionskosten in der Regel schwer darstellbar. Hier hängt die Akzeptanz überwiegend von den politischen Rahmenbedingungen und Fördermöglichkeiten ab. Durch die Absenkung des Primärenergiebedarfs und der CO₂-Emissionen durch BHKWs können beispielsweise die Höchstwerte der EnEV oder die Anforderungen des KfW-Effizienzhauses eingehalten werden. BHKWs gelten zudem als Ersatzmaßnahmen im Sinne des EEWärmeG und stellen

insbesondere bei der Altbausanierung oder bei denkmalgeschützten Gebäuden eine vorteilhafte Lösung dar.

Tab. 4-15 Bewertungsraaster für die Akzeptanz von Technologiefeld Motor- und Gasturbinen-BHKW

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Mikro- / Mini-BHKW	Mittlere Akzeptanz (3)	Betrieb ohne Förderung in der Regel nicht wirtschaftlich, Vorteile bei EnEV und EEWärmeG, administrativer Aufwand, Rentabilität stark einzelfallabhängig	Hohe Akzeptanz (1)	Hocheffizient, emissionsarm, leise; durch Integration in Wärmeversorgung nur geringer Einfluss auf Umwelt oder Landschaftsbild	Hohe Akzeptanz (1)	Keine Einflüsse/Auswirkungen
BHKW	Mittlere bis hohe Akzeptanz (2)	Effizienz, je nach Größe und Einsatzprofil wirtschaftl. sinnvoll, allerdings fehlt das Bewusstsein & Know-How insbesondere in KMUs	Eher hohe Akzeptanz (2)	Hocheffizient, emissionsarm, bei großen Anlagen geringfügiger Einfluss auf Landschaftsbild möglich, einfache Integration von EE, Reduktion Netzausbaubedarf	Eher hohe Akzeptanz (2)	Einfluss auf Landschaftsbild gering, emissionsarm, leise
Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)						

Sozialpolitisch kann bei allen dezentralen BHKW-Technologien kein Akzeptanzproblem erkannt werden. Die strom- und wärmeerzeugenden Anlagen ermöglichen eine hocheffiziente Nutzung des Brennstoffs und somit eine Verringerung der Primärenergie und des CO₂-Ausstoßes. Zusätzlich arbeiten BHKW Anlagen durch entsprechende Schalldämmung und Abgasnachbehandlung (insbesondere bei Gasmotoren) leise und emissionsarm. Gerade in der Objektversorgung und in der Industrie werden BHKW-Anlagen in die vorhandene Gebäudeinfrastruktur ohne einen Einfluss auf die Umwelt oder das Landschaftsbild integriert. Im Gegensatz zu Photovoltaik oder Windkraft wird die KWK aufgrund des geringen Konfliktpotenzials in der breiten Öffentlichkeit weder positiv noch negativ in vergleichbarer Wirksamkeit wahrgenommen. Im Rahmen der Energiewende ist eine einfache Integration erneuerbarer Energieträger wie z. B. Biogas möglich und die in Kapitel 0 „Systemkompatibilität“

angesprochene mögliche Reduktion des Netzausbaubedarfs kann ebenfalls sozialpolitisch als positiv betrachtet werden.

Auch auf lokaler Ebene ist kein Akzeptanzproblem erkennbar. Allerdings kann bei größeren BHKW-Anlagen oder Anlagenverbünden unter Umständen ein „Kraftwerkscharakter“ (Maschinenhalle, Schornstein, Abgas) in Erscheinung treten. Hierbei könnten Diskussionen über den Einfluss auf das Nachbarschaftsbild denkbar sein. Bei Biogasanlagen können in der Regel Akzeptanzprobleme der Biogasproduktion auftreten, nicht jedoch bei der Nutzung des Biogases in BHKWs.

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

KWK-Anlagen auf Basis von Motor- und Gasturbinen-BHKWs bietet im Rahmen der Energiewende einen flexiblen Pfad für die Energieversorgung. Durch einen Ausbau der dezentralen BHKW-Anlagen, die insbesondere an das Nieder- und Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, werden keine Strukturen in der Energieversorgung auf höherer Ebene festgelegt, welche einer eventuellen späteren Umorientierung im Wege stehen. Durch den dezentralen Charakter lassen sich Anlagen im Zweifelsfall leicht durch andere Technologien ersetzen, sollte dies erforderlich oder sinnvoll werden. Der Planungshorizont ist mit etwa 10 – 20 Jahren Nutzungsdauer überschaubar und die Planungs- und Bauzeiten liegen in der Regel bei maximal 1 – 2 Jahren. Diese Angaben variieren allerdings je nach Anwendungsfall, Leistungsgröße und lokalen Bedingungen stark. Auch zukünftig werden sich die Planungs- und Bauzeiten nicht wesentlich verändern. Durch eine verstärkte Modularisierung der Anlagen kann sich allerdings die Dauer der Installation und der Inbetriebnahmen voraussichtlich etwas verkürzen. Da die Nutzungsdauer im Wesentlichen von den Benutzungsstunden abhängt, kann sich aufgrund der langfristig sinkenden Volllaststundenzahlen die Nutzungsdauer leicht erhöhen.

Die spezifischen Investitionskosten für das BHKW Modul und die Installation der gesamten Anlage hängen erheblich von der Leistungsklasse ab und können nicht pauschal beziffert werden. Der Kostenrahmen bewegt sich von etwa 700 €/kW_{el} bei Großanlagen im Megawatt-Bereich bis hin zu 6.400 – 16.000 €/kW_{el} für Mini- und Mikro-BHKWs <5 kW_{el} (BHKW-Kenndaten, 2014/2015). Für die betrachteten Gasmotor-BHKWs mit 200 bzw. 500 kW elektrischer Leistung liegen die Kosten bei 1430 bzw. 1245 €/kW_{el}. Die Investitionskosten werden sich zukünftig, insbesondere bei den Gasmotoren, in der Regel nicht wesentlich ändern. Die spezifischen Modulkosten werden mittelfristig durch Produktionsoptimierung und Absatzsteigerung reduziert werden können. Allerdings ist in den nächsten Jahren aufgrund der steigenden Anforderungen an die Schadstoffemissionen mit erhöhten Anlagen- und Betriebskosten durch die Abgasnachbehandlung zu rechnen. Anders als bei der Gastorttechnologie sind bei der Mikrogasturbinentechnologie deutliche Reduktionen der Modulkosten zu erwarten, sodass sich zukünftig die aktuell höheren Investitionskosten der Mikrogasturbine denen des Gasmotors annähern. Für die betrachtete Mikrogasturbine mit 200 kW elektrischer Leistung werden die Investitionskosten auf aktuell ca. 2.250 €/kW_{el} und zukünftig im Jahr 2050 auf ca. 1.400 €/kW_{el} veranschlagt.

Tab. 4-16 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Motor- und Gasturbinen-BHKW

Variable	Einheit	Aktuell
Planungszeit	Monate	2 - 24
Bauzeit	Monate	2 - 24
Heute übliche wirtschaftliche Nutzungsdauer	Jahre	10 - 20
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /kW _{el}	700 – 16.000

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Für den Ausbau der BHKW-Technologie ist keine spezielle zusätzliche Versorgungsinfrastruktur erforderlich. Grundvoraussetzung ist die Anbindung an das Erdgasnetz zur Brennstoffversorgung bzw. die anderweitig ausfallsichere Bereitstellung von z. B. lokal erzeugtem Brenngas (Biogasanlage, etc.) sowie eine leistungsgemäße Anbindung an das Stromnetz zur Einspeisung der generierten elektrischen Leistung. Auf Nutzerseite ist weiterhin eine entsprechende Möglichkeit zur Nutzung der erzeugten Wärme erforderlich. Dabei kann es sich im Fall kleiner Anlagen um ein sehr lokal begrenztes Heizungssystem, über ein industrielles Prozesswärmesystem bis hin zu einem im Falle von größeren BHKWs weit verzweigten Nahwärmenetz handeln. Generell ist hierbei eine flächendeckende Verbreitung der BHKW Technologie vor allem auch von dem Neu- und Ausbau von Nahwärmenetzen abhängig.

Tab. 4-17 Abhängigkeit des Technologiefeldes Motor- und Gasturbinen-BHKW von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Sozialpolitisch kann bei allen dezentralen BHKW-Technologien kein Akzeptanzproblem erkannt werden. Die strom- und wärmeerzeugenden Anlagen ermöglichen eine hocheffiziente Nutzung des Brennstoffs und somit eine Verringerung der Primärenergie und des CO₂-Ausstoßes. Zusätzlich arbeiten BHKW Anlagen durch entsprechende Schalldämmung und Abgasnachbehandlung (insbesondere bei Gasmotoren) leise und emissionsarm. Gerade in der Objektversorgung und in der Industrie werden BHKW-Anlagen in die vorhandene Gebäudeinfrastruktur ohne einen Einfluss auf die Umwelt oder das Landschaftsbild integriert. Im Gegensatz zu Photovoltaik oder Windkraft wird die KWK aufgrund des geringen Konfliktpotenzials in der breiten Öffentlichkeit weder positiv noch negativ in vergleichbarer Wirksamkeit wahrge-

nommen. Im Rahmen der Energiewende ist eine einfache Integration erneuerbarer Energieträger wie z. B. Biogas möglich und die in Kapitel 0 „Systemkompatibilität“ angesprochene mögliche Reduktion des Netzausbaubedarfs kann ebenfalls sozialpolitisch als positiv betrachtet werden.

Auch auf lokaler Ebene ist kein Akzeptanzproblem erkennbar. Allerdings kann bei größeren BHKW-Anlagen oder Anlagenverbünden unter Umständen ein „Kraftwerkscharakter“ (Maschinenhalle, Schornstein, Abgas) in Erscheinung treten. Hierbei könnten Diskussionen über den Einfluss auf das Nachbarschaftsbild denkbar sein. Bei Biogasanlagen können in der Regel Akzeptanzprobleme der Biogasproduktion auftreten, nicht jedoch bei der Nutzung des Biogases in BHKWs.

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Der zukünftig im Gesamtsystem sinnvoll umsetzbare Anwendungsfall basiert auf einem intelligent vernetzten, stromgeführten Betrieb der BHKW-Anlagen. Sie sind mit Wärmespeichern zur Entkopplung der Strom- und Wärmebereitstellung ausgestattet und können zusätzlich mit elektrischen Heizsystemen zur Wärmeerzeugung aus der überschüssigen Stromproduktion der volatilen erneuerbaren Energien kombiniert werden.

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

BHKW-Anlagen können durch bedarfsorientiert stromgeführte Betriebsweisen einen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Die Integration von flexiblen BHKW-Systemen bietet die Möglichkeit Regelleistungskraftwerke zu substituieren (bofest consult 2014: 13). Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und dem damit wachsenden Anteil an fluktuierender Stromerzeugung werden zukünftig größere Regelreserven benötigt. Ein stromgeführtes BHKW mit Wärmespeicher und einem elektrischen Heizsystem kann sowohl als Stromerzeugungsanlagen als auch als zusätzliche Last eingebunden werden (BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung 2013: 89). Aufgrund der Anforderungen der Regelleistung hinsichtlich der minimalen elektrischen Leistung können insbesondere BHKW-Anlagen kleinerer und mittlerer Größe in den Netzen der Nieder- und Mittelspannung zu einem sogenannten virtuellen Kraftwerk zusammengefasst werden, wobei der Einsatz der einzelnen Anlagen über eine zentrale Leittechnik gesteuert wird. Hierbei können Systemdienstleistungen dezentral entsprechend den lokalen Anforderungen des Netzes bereitgestellt werden.

Technisch ist die Möglichkeit zum lastflexiblen Betrieb durch Teillastbetrieb bis 50 % bei Gasmotor- sowie ca. 30 % bei Gasturbinen-BHKW und gestaffelte An- und Abschaltung von mehreren Einzelaggregaten bereits gegeben. Durch verbrauchernahe Standorte und der Möglichkeit Fluktuationen bereits auf lokaler Ebene zu kompensieren, lässt sich die über die Hochspannungs-Netzinfrastruktur zu transportierende Leistung reduzieren. Dies verringert folglich den Druck zum Netzausbau im Rahmen der Energiewende.

Bei einem hypothetischen weiterhin flächendeckend wärmegeführten Betrieb ohne Flexibilisierungsmaßnahmen kann es tages- bzw. jahreszeitabhängig zu einem Über-

angebot an elektrischer Leistung kommen. Hier entfällt der Vorteil der zur Verfügung stehenden Regelleistung sowie der Netzentlastung.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Um das oben dargestellte Szenario zu erreichen, ist ein Übergang von dem heute üblichen wärmegeführten hin zu einem stromgeführten Betrieb erforderlich. Hierfür ist die Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung notwendig, die durch Wärmespeicher mit entsprechender Speicherkapazität erreicht werden kann. Zur Abnahme des durch die volatile Stromerzeugung überschüssigen Stroms, bzw. zur Bereitstellung negativer Regelleistung werden zusätzlich elektrische Heizsysteme benötigt. Die bedarfsgerechte Erzeugung von Strom kann weiterhin nur über eine intelligente Steuerung und Vernetzung mit den Netzbetreibern sichergestellt werden. Bei kleineren Anlagen ist die Zusammenfassung vieler Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk erforderlich. Ein wirtschaftlicher Betrieb einer BHKW-Anlage ist heute überwiegend nur auf Basis eines wärmegeführten Dauerbetriebs möglich. Um die Wirtschaftlichkeit unter den genannten Umständen sicherzustellen, erscheint daher eine Anpassung der Rahmenbedingungen zur Vergütung unverzichtbar (IZES 2015: 45 ff.). Um weitere Investitionsanreize zu schaffen, wäre eine stärkere Honorierung der immer wichtiger werdenden Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung förderlich.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Mit den fluktuierenden Erneuerbaren Energien Photovoltaik und Windkraft entsteht durch die Eigenschaften der BHKWs als lastflexible Erzeugungsanlage sowie als zuschaltbare Last in Kombination mit einem elektrischen Heizsystem eine synergetische Wechselwirkung. Bei zukünftiger Substitution von konventionellen Kraftwerken durch volatile erneuerbare Stromerzeuger reduziert sich die sogenannte Momentanreserve in Form von Massenträgheit im Generator. Da diese essentiell für die Netzstabilität ist, kann diese vor allem durch mittlere und große BHKW-Systeme mit Synchrongeneratoren bereitgestellt werden (bofest consult 2014: 10). Zusätzlich kann der durch die fluktuierende Einspeisung der erneuerbaren Energien hervorgerufene steigende Bedarf an Regelleistung (Primär-, Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve) durch stromgeführte BHKW-Anlagen mit Wärmespeichern zur Verfügung gestellt werden (positive sowie negative Regellast und Blindleistung (bofest consult 2014: 16 f.)).

Ohne Flexibilisierung kann die nicht bedarfsorientiert eingespeiste elektrische Leistung eine zu kompensierende Überschussleistung darstellen. In diesem Fall besteht eine konkurrierende Wechselwirkung zu anderen Technologien, da bei einer Überschussproduktion Anlagen abgeschaltet werden müssen. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien würde sich diese Problematik verschärfen. Hierbei könnte ein großer Anteil der benötigten Wärme nicht mehr durch BHKWs bereitgestellt werden, sofern als Ersatz keine CO₂-freien Erzeuger abgeschaltet werden sollen (prognos 2013: 75).

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

5.1 Gasmotor

Die Gasmotortechnologie weist als führende BHKW-Technologie eine hohe entwicklungs- und fertigungstechnische Reife auf. Um den Ausbau auch in Zukunft zu gewährleisten, ist eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch Erhöhung der Effizienz sowie der Reduktion der Investitions- und Betriebskosten notwendig.

Zukunftsweisend ist hierbei die Kombination der Hochaufladung und neuen Zündkonzepten, wie der Laserzündung oder der Corona-Zündung zu nennen. Mit den neuen Zündkonzepten kann eine stabile Zündung von mageren Bedingungen bei hohen Drücken erreicht werden. Durch die mögliche Abmagerung des Brennstoff-Luft-Gemisches können damit neben der Erhöhung der Effizienz durch die Hochaufladung die Stickoxidemissionen reduziert werden. Bei den Zündtechnologien stellen nach wie vor die hohen Kosten im Vergleich zu optimierten konventionellen Zündkerzen ein Hindernis dar. Sowohl die Hochaufladung als auch die Entwicklung neuer Zündtechnologien stellen Schlüsseltechnologien zur weiteren Reduktion von Treibhausgasen und Emissionen mit vor allem hohem wirtschaftlichem Risiko dar, deren Förderungsrelevanz auch zur Aufrechterhaltung der nationalen technologischen Vorrangstellung bedacht werden sollte.

Im Zuge der Energiewende wird bei den auf Volllast ausgelegten Gasmotor-BHKWs eine höhere Lastflexibilität hinsichtlich Teillastfähigkeit und Laständerungsgeschwindigkeit gefordert. Die Auswirkungen der dauerhaft flexiblen Betriebsweise, insbesondere auf die Bauteillebensdauer, muss detailliert untersucht werden. Auf Basis dieser Verschleißanalyse muss zukünftig die Entwicklung dem Einsatz höherwertiger Werkstoffe und Beschichtungen sowie optimierten Bauformen Rechnung tragen. Hierbei sollte insbesondere die Entwicklung und Forschung auf dem Gebiet der Beschichtungen aufgrund der als sehr hoch angesehenen technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen und langen Entwicklungszeiten mit öffentlichen Fördermitteln unterstützt werden.

Aufgrund der voraussichtlichen zukünftigen Änderungen in der Brennstoffversorgung sollten die Entwicklungen bezüglich der Brennstoffflexibilität, vor allem in Hinblick auf Wasserstoff sowie weitere zukünftige gasförmige sowie flüssige Energiespeicher, die mit hohen technischen und wirtschaftlichen Risiken sowie langen Vorlaufzeiten verbunden sind, gefördert werden.

Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung des Wirkungsgrads sowie der Reduktion der Emissionen stellt die thermochemische Rekuperation dar. Allerdings müssen hierbei die begrenzten Abgastemperaturen berücksichtigt und der Reformationsprozess für diesen Anwendungsfall optimiert werden. Um das Potenzial der Wirkungsgradsteigerungen und damit der Primärenergieeinsparung gänzlich auszuschöpfen, sind weitere technische Anstrengungen notwendig. Aufgrund der aktuellen Technologiereife, der Entwicklungszeiten sowie der damit verbundenen Risiken ist eine weitere Förderung als sinnvoll anzusehen.

Zusätzlich muss die Optimierung der Einspritztechniken sowie der Motor-, bzw. Ventilsteuerung vorangetrieben werden. Die Schadstoffemissionen müssen durch die konsequente konstruktive Reduktion der Schadräume, in denen der Brennstoff un-

vollständig umgesetzt wird, verringert werden. Diese letztgenannten Maßnahmen stellen Optimierungen dar, die in der Industrie kontinuierlich mit geringem Risiko sowie kürzeren Vorkaufzeiten erfolgen und entsprechen in der Regel nicht den Anforderungen der öffentlichen Forschungsförderung.

Neben der Optimierung der innermotorischen Reduktion von Emissionen muss die nachmotorische Schadstoffreduzierung in Hinblick auf die zukünftigen Richtwerte weiterentwickelt und hinsichtlich Lebensdauer, Material und Kosten optimiert werden. Insbesondere die Entwicklung von bisher nicht vorhandenen geeigneten Katalysatoren zur Umsetzung von Methan stellt ein hohes technisches und wirtschaftliches Risiko mit langen Entwicklungszeiten dar und sollte entsprechend mit öffentlichen Mitteln gefördert werden.

5.2 Mikrogasturbine

Mikrogasturbinen stellen aufgrund ihres bisher nicht ausgeschöpften Potenzials hinsichtlich Effizienz und der Brennstoff- und Last-Flexibilität und vor allem aufgrund der deutlich geringeren Schadstoffemissionen im Vergleich zu Gasmotoren eine vielversprechende Alternative dar.

Der Bereich der Mikrogasturbinentechnologie wird derzeit vor allem durch die USA dominiert. Um diese Technologie in Deutschland auszubauen und zu etablieren, sollten die kürzlich gestarteten nationalen Aktivitäten in der kostenintensiven Entwicklung und Fertigung des Gesamtsystems sowie der Komponenten durch die öffentliche Förderung verstärkt unterstützt und erweitert werden.

Die Erhöhung der Wirkungsgrade kann insbesondere durch die höhere Aufladung sowie durch die Steigerung der Turbineneintrittstemperaturen erreicht werden. Um beispielsweise den elektrischen Wirkungsgrad auf deutlich über 40 % zu steigern, müssen die Heißgaskomponenten, insbesondere die Turbine, aus einkristallin erstarrten Gefügestrukturen oder keramischen Werkstoffen gefertigt werden. Damit könnte die CO₂-Einsparung als auch die Primärenergieeinsparung mittel- bis langfristig die Einsparungen durch den Gasmotor übertreffen. Der Einsatz von keramischen Werkstoffen erfordert nach wie vor große grundlegende sowie anwendungsspezifische Anstrengungen in Bezug auf Bauteileigenschaften, Auslegung, Herstellungsverfahren, Festigkeit und Lebensdauer. Weiterhin müssen Konzepte entwickelt und erprobt werden, die die dauerhafte Anbindung der Keramik an die metallische Umgebung gewährleisten. Durch neue innovative Herstellungsverfahren wie das Selective Laser Melting besteht die Möglichkeit, bei mittleren und größeren Anlagen Kühlungskonzepte für die Turbine zu realisieren. Allerdings müssen diese Prozesse auch für schwer schweißbare, hochtemperaturbeständige Legierungen konsequent erweitert werden. Aufgrund der langen Entwicklungszeiträume, der hohen Risiken sowie des hohen Einsparungspotenzial bei den Treibhausgasen ist eine Unterstützung durch öffentliche Fördermittel unerlässlich.

Im Bereich der Verbrennung müssen die aktuellen Entwicklungen hinsichtlich Brennstoffflexibilität und Emissionen weiter vorangetrieben werden. Bei der Brennstoffflexibilität ist beispielsweise die Erweiterung der Anwendung auf unterschiedliche, bisher im KWK-Bereich ungenutzte, biogene Schwachgase und Industrieabgase sowie auf zukünftige erneuerbar erzeugte Brennstoffe wie Wasserstoff bis zur Anla-

gendemonstration und Marktreife zu nennen. Zur Erhöhung des thermischen Wirkungsgrads und des Gesamtwirkungsgrads kann aufgrund der hohen Luftzahlen die Abgasrückführung eingeführt werden. Des Weiteren sollten die Emissionen, insbesondere im Hinblick auf die Lastflexibilität und damit im Hinblick auf die CO-Emissionen im Teillastbereich, weiter gesenkt werden. Die Brennstoffflexibilität, die Abgasrückführung sowie die Absenkung der Emissionen erfordert eine Optimierung bisheriger konventioneller, bzw. die mittel- und langfristige Entwicklung von neuen, innovativen Brennerkonzepten. Die damit verbundenen Entwicklungsaktivitäten sollten insbesondere aufgrund der technischen und wirtschaftlichen Risiken hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung neuer Brennstoffe aktiv durch die öffentliche Förderung unterstützt werden.

Neben der Steigerung der Turbineneintrittstemperatur kann die Effizienz auch durch innovative Kreisprozesse erhöht werden. Im Vordergrund steht hierbei mittelfristig die Entwicklung von rekuperierten Mikrogasturbinen mit zweistufiger Aufladung und Zwischenkühlung. Mittel- bis langfristig stellt das Hybridkraftwerk, das aus der Kopplung einer Mikrogasturbine und einem Hochtemperaturbrennstoffzellensystem besteht, aufgrund der Last- und Brennstoff-Flexibilität bei gleichzeitig höchsten elektrischen Wirkungsgraden ein aussichtsreiches Energieerzeugungskonzept der Zukunft dar. Der stabile und sichere Betrieb der gekoppelten Systeme und insbesondere die Gewährleistung der hohen Systemansprüche hinsichtlich Flexibilität und Wirkungsgrad erfordert allerdings zur endgültigen Markteinführung des Konzepts weitere Entwicklungsaktivitäten. Im Bereich der erneuerbaren Energien sollte die Kopplung der Mikrogasturbinentechnologie mit Solarreceivern, die sogenannte solar-betriebene Gasturbine, weiterverfolgt werden. Diese im Vergleich zum Gasmotor vielfältigen innovativen Ansätze ermöglichen höchste Einsparungen bei der Primärenergie als auch bei den Treibhausgasen im BHKW-Bereich. Allerdings stehen diesen Potenzialen hohe Entwicklungskosten sowie lange Entwicklungszeiten mit hohen technischen und wirtschaftlichen Risiken gegenüber, sodass eine Realisierung der Konzepte auf die Unterstützung durch öffentliche Fördermittel angewiesen ist.

Um den Leistungsbereich der Mikro-BHKWs mit Leistungen kleiner 3 kW sowie die energetische Nutzung von Schwachgasen mit äußerst geringen Heizwerten (z. B. Holzgas) wirtschaftlich erschließen zu können, stellt das Konzept des invertierten Brayton Kreisprozesses eine vorteilhafte Alternative dar. Während der Funktionsnachweis bislang nur in einigen einfachen Demonstrations- oder Versuchsanlagen nachgewiesen werden konnte sind weitere Entwicklungsanstrengungen bis zur Marktreife notwendig. Hierzu wären vor allem aufgrund des hohen wirtschaftlichen Risikos des Konzepts öffentliche Fördermittel sinnvoll.

Literaturverzeichnis

- Agelidou, E.; Monz, T.; Huber, A.; Aigner, M. (2017): Experimental investigation of an inverted Brayton cycle micro gas turbine for CHP application. ASME Turbo Expo 2017. Charlotte, USA
- ASUE (2014): BHKW-Kenndaten
- Baas, H. (2012): Technologieentwicklung und Trends bei BHKW Anlagen. VDI Wissensforum
- Backhaus, R. (2013): Zündende Ideen. Motortechnische Zeitschrift
- Bauer, M.; Auer, M.; Stiesch, G. (2013): Das Brennverfahren des MAN 20V35/44G Gasmotors. Motortechnische Zeitschrift 74(4)
- BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Aachen
- bofest consult (2014): Beitrag von zentralen und dezentralen KWK-Anlagen zur Netzstützung. Berlin
- Bücheler, S.; Huber, A.; Aigner, M. (2017): Investigation of fuel flexibility of a jet-stabilised combustion system for micro gas turbines. 8th European Combustion Meeting 2017. Dubrovnik, Croatia
- De Paepe, W.; Montero Carrero, M.; Bram, S.; Contino, F. (2015): T100 Micro Gas Turbine Con-verted to Full Humid Air Operation: A Thermodynamic Performance Analysis. ASME Turbo Expo 2015
- DLR; IWES; IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global
- Energie & Management (2016): BHKW-Umfrage 2016. Energie & Management, S. 17-26
- Energie & Management (2016): Starker Einbruch bei biogenen Anlagen. Energie & Management, S. 17-26
- Europäische Kommission (2016): EU reference scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions : trends to 2050. Luxembourg: Publications Office of the European Union
- Feldman, B. (2015): An opportunity market for commercial CHP. Decentralized Energy
- Global Data (2016): Combined Heat and Power (CHP) Market –Market Size, Segmentation, Regulations and Key Country Analysis to 2025.
- Hasemann, S.; Huber, A.; Aigner, M. (2017): Investigation of a FLOX-based combustor for a micro gas turbine with exhaust gas recirculation. Proceedings of ASME Turbo Expo 2017: Turbine Technical Conference and Exposition, June 26-30, 2017, (S. GT2017-64396). Charlotte, USA

- Heide, S.; Felsmann, C.; Gampe, U.; Boje, S.; Gericke, B.; Freimark, M. (2012): Parameterization of high solar share gas turbine systems. ASME Turbo Expo 2012. Copenhagen, Denmark
- Henke, M. (2015): Pressurised Solid Oxide Fuel Cells: From Electrode Electrochemistry to Hy-brid Power Plant System Integration, Dissertation. Stuttgart: Universität Stuttgart
- IFAM; prognos; IREES; BHKW-Consult (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014
- Isashi Takehara, T. (2000): Summery of CGT302 Ceramic Gas Turbine Research and Develop-ment Program. ASME
- IZES gGmbH (2015): Bestandserhalt und systemdienlicher Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Saarbrücken
- Klausner, J.; Lang, J.; Trapp, C. (2011): J624 - Der weltweit erste Gasmotor mit zweistufiger Auf-ladung. Motortechnische Zeitschrift 72(4)
- Kobayashi, Y. (2011): Extremely high-efficiency thermal power system - solid oxide fuel cell (SOFC) triple combined cycle system. Mitsubishi Heavy Industries Technical Review Vol. 48 No. 3
- Korobitsyn, M. (1998): New and advanced energy conversion technologies, Analysis of Co-generation, combined and integrated cycles, PhD-Thesis. Twente, Netherlands: Universi-ty of Twente
- Lammel, O.; Stöhr, M.; Kutne, P.; Dem, C.; Meier, W.; Aigner, M. (2012): Experimental analysis of confined jet flames by laser measurement techniques. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power 134(4)
- Lanchi, M.; Montecchi, M.; Crescenzi, T.; Mele, D.; Miliozzi, A.; Russo, V.; Mazzei, D. (2015): Investigation into the Coupling of Micro Gas Turbines with CSP Technology: OMSoP Project. Energy Procedia Volume 69, (S. 1317-1326)
- Lechner, C. und Seume, J. (2010): Stationäre Gasturbinen (2. Ausg.). Springer Verlag
- Merker, G. und Teichmann, R. (2014): Grundlagen Verbrennungsmotoren (7. Ausg.)
- Navigant Research (2015): Micro Turbine boom predicted by 2020
- Öko-Institut e.V. (2015): Aktueller Stand der KWK-Erzeugung
- Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht
- prognos (2013): Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem. Berlin
- Puppe, M.; Giuliano, S.; Krüger, M.; Lammel, O.; Buck, R.; Boje, S.; Langnickel, U. (2014): Hybrid high solar share gas turbine systems with innovative gas turbine cycles. Energy Procedia 2015. Peking, China

- Schwärzle, A.; Monz, T.; Aigner, M. (2015): Thermal incineration of VOCs in a jet-stabilized micro gas turbine combustor. ASME Turbo Expo 2015. Montreal, Canada
- Spitta, C.; Spieker, C.; Kaiser, S.; Wiemann, S. (2015): Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades von BHKW durch thermochemische Rekuperation. BWK - Das Energie-Fachmagazin
- Transparency Market Research (2016): Combined Heat and Power (CHP) Installation market - Global Industry analysis, size, share, growth trends and forecast 2016-2024
- U.S. Environment Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership (2015): Catalog of CHP Technologies
- Zornek, T.; Monz, T.; Aigner, M. (2015): Performance analysis of the micro gas turbine Turbec T100 with a new FLOX-combustion system for low calorific fuels. Applied Energy 159, (S. 276-284)

6 Anhang

6.1 Daten F&E-Budgets (IEA)

6.1.1 Flow 344 – Applications for heat and electricity - Deutschland

Jahr	Flow 344 [M€]	Total RD&D [M€]
2005	4,478	448,8
2006	7,746	451,8
2007	8,217	465,4
2008	10,252	531,6
2009	4,437	653,5
2010	6,000	671,7
2011	6,445	767,2
2012	9,141	746,9
2013	7,335	838,6

6.1.2 Flow 344 – Applications for heat and electricity - Dänemark

Jahr	Flow 344 [M€]	Total RD&D [M€]
2005	5,722	84,52
2006	2,284	95,41
2007	5,002	115,0
2008	2,214	94,25
2009	6,365	112,6
2010	3,066	188,1
2011	9,223	177,8
2012	5,351	153,8
2013	10,145	162,7
2014	4,428	150,6
2015	2,291	141,9

6.2 Daten Publikationsanalyse (Scopus)

6.2.1 CHP / combined heat and power / cogeneration / co-generation + Filter: Energy

Jahr	Deutsche Publikationen	Internationale Publikationen
2010	44	579
2011	54	581
2012	49	620
2013	64	582
2014	52	759
2015	84	822
2016	58	677

6.2.2 MGT / micro turbine / micro gas turbine + Filter: Energy

Jahr	Deutsche Publikationen	Internationale Publikationen
2010	6	100
2011	5	106
2012	7	109
2013	3	90
2014	3	103
2015	7	133
2016	4	117

6.2.3 Gas engine + Filter: Energy

Jahr	Deutsche Publikationen	Internationale Publikationen
2010	5	109
2011	4	112
2012	4	64
2013	5	70
2014	3	74
2015	6	95
2016	6	78

6.3 Daten Patentanalyse (DAPITSnet)

6.3.1 CHP / combined heat and power / cogeneration / co-generation

Jahr	Deutsche Patente	Internationale Patente
2010	82	836
2011	86	859
2012	90	1.049
2013	75	1.007
2014	84	1.079
2015	75	969
2016	96	1.093

6.3.2 MGT / micro turbine / micro gas turbine

Jahr	Deutsche Patente	Internationale Patente
2010	4	53
2011	5	59
2012	10	110
2013	9	98
2014	3	86
2015	20	91
2016	6	70

6.3.3 Gas engine

Jahr	Deutsche Patente	Internationale Patente
2010	31	463
2011	42	515
2012	41	657
2013	59	750
2014	49	752
2015	55	723
2016	62	701